



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería Eléctrica**



“ VALUACION DE GENERADORES A DIESEL Y  
TRANSFORMADORES PARA FINES DE COMPRA-  
VENTA ENTRE EMPRESAS ELECTRICAS ”

**TESIS DE GRADO**  
Previa a la obtención del Título de:  
**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**  
Especialización: **POTENCIA**

Presentado por:  
**JOSE MANUEL NORIEGA GUALLI**

Guayaquil - Ecuador  
1.988

## AGRADECIMIENTO

Al ING. MANUEL NUMEZ BORJA  
Director de Tesis, por su total  
ayuda y colaboración prestada para  
la realización de este trabajo.

## DEDICATORIA

A MIS PADRES

En reconocimiento por su insustituible  
voluntad y sacrificio.

A MI FAMILIA



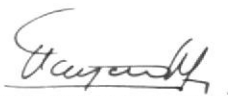
ING. CARLOS VILLAFUERTE  
SUBDECANO DE LA FIE



ING. MANUEL NÚÑEZ B.  
DIRECTOR DE TESIS



ING. JUAN SAAVEDRA M.  
MIEMBRO PRINCIPAL



ING. JOSE LAYANA CH.  
MIEMBRO PRINCIPAL

## DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Exámenes y títulos profesionales de la ESPOL ).

A handwritten signature in black ink, appearing to read "JOSE MANUEL NORIEGA GUALLI", is written over a horizontal dashed line. The signature is stylized and somewhat circular.

JOSE MANUEL NORIEGA GUALLI

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo, analizar y definir los métodos de valuación aplicables a generadores a diesel y transformadores, para fines de compra-venta entre empresas eléctricas, tomando en consideración la realidad económica actual del país y la del sector eléctrico, particularmente en cuanto se refiere al reemplazo del parque generador térmico por el hidroeléctrico.

En general para una correcta valuación, debe tomarse en consideración dos parámetros fundamentales: la depreciación que ha sufrido el equipo hasta la fecha en que se realiza la valuación y, la revalorización que por efectos de devaluación monetaria incide sobre el equipo.

Al respecto se analiza los métodos de depreciación y revalorización existentes, y los que son utilizados por INECEL y Empresas Eléctricas, para establecer sus libros de contabilidad y estados financieros.

De los métodos de depreciación y revalorización que se analizan, se seleccionan los más adecuados para definir el costo real de los generadores a diesel y transformadores que quieran ser vendidos por empresas

eléctricas que no lo utilizan regularmente, debido a su incorporación al SNI.

Para el caso de generadores a diesel de propiedad de las empresas eléctricas, se propone una Regulación tendiente a incentivar y normalizar la compra-venta de estos equipos, considerando la situación actual del sistema eléctrico nacional, referente al reemplazo del sistema de generación térmico por el hidroeléctrico

## INDICE GENERAL

PAGINA No.

RESUMEN

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS

INDICE DE TABLAS

INTRODUCCION

## CAPITULO I

CONCEPTOS GENERALES SOBRE LA VALUACION Y LA VIDA  
UTIL DE LOS ACTIVOS.

- 1.1 Concepto de Valuación y Valor .....22
- 1.2 Valuación Técnica y Ordinaria .....23
- 1.3 La Valuación y sus consecuencias económicas...24
- 1.4 Definición de la vida útil económica de los  
activos en el sector eléctrico. ....25
- 1.5 Terminología utilizada en el proceso de vida  
útil de los activos en el sector  
eléctrico..... 27

## CAPITULO II

ANALISIS DE LA VIDA UTIL Y PRINCIPIO DEL RETIRO  
RACIONAL.



2.1	Concepto de Retiro Racional .....	32
2.2	Fórmula para determinar un retiro racional ....	36
2.3	Causas para el retiro de la propiedad .....	40
2.4	Relación entre los costos de depreciación y mantenimiento. ....	46
2.5	Conservaciones y reparaciones. ....	48

### CAPITULO III

#### FACTORES QUE AFECTAN LA VIDA UTIL DE LOS TRANSFORMADORES Y GENERADORES A DIESEL

3.1	El transformador como parte fundamental de un sistema eléctrico .....	51
3.2	Propiedades que debe tener el aislamiento para alcanzar una vida útil esperada. ....	53
3.3	Vida útil esperada de un transformador se- gún las leyes de envejecimiento del aisla- miento .....	55
3.4	Efectos de la sobrecarga en la vida útil de los transformadores .....	66'
3.5	Condiciones de operación en que deberían utilizarse los transformadores para alcan- zar una vida util esperada normal. ....	71
3.6	Cálculo de la vida útil de un transformador en condiciones normales de funcionamiento ....	75
3.7	El generador eléctrico como parte fundamen- tal de un sistema eléctrico y su situación actual en el país. ....	79

3.8	Importancia de la presencia de plantas eléctricas de emergencia dentro de un sistema eléctrico de potencia. ....	80
3.9	Selección de un generador según el tipo y tamaño de carga a servirse. ....	82
3.10	Requerimientos que deben cumplir los diferentes sistemas de un generador a diesel que tiene incidencia en la vida útil del mismo. ....	87
3.10.1	Base de soporte para instalación ....	88
3.10.2	Aisladores de vibración ....	91
3.10.3	Sistemas de enfriamiento ....	93
3.10.4	Sistema de escape ....	96
3.10.5	Sistema de lubricación ....	98

## CAPITULO IV

### MÉTODOS DE DEPRECIACION PARA EQUIPOS ELECTRICOS

4.1	Historia, definición de Depreciación y otros conceptos. ....	103
4.2	Factores de la depreciación ....	106
4.3	Términos utilizados en la Depreciación ....	110
4.4	Métodos de Depreciación ....	112
4.4.1	Métodos de Depreciación Contables ....	112
4.4.1.1	Depreciación en Línea Recta ..	114
4.4.1.2	Depreciación por Horas de Funcionamiento .....	117

4.4.1.3	Depreciación por Unidad de Producción .....	119
4.4.1.4	Depreciación por suma de Digitos Decrecientes .....	120
4.4.1.5	Depreciación a tasa constante ..	122
4.5	La actualización .....	129
4.5.1	Tasa de actualización en valores corrientes y valores constantes .....	130
4.5.2	Precios corrientes y constantes .....	132
4.6	Método de Depreciación Económica .....	138
4.7	Comparación y selección de los métodos de depreciación para transformadores y gene- radores a diesel .....	153

## CAPITULO V

### METODOS DE REVALORIZACION APLICADOS AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

5.1	Antecedentes .....	160
5.2	Aspectos metodológicos generales .....	162
5.3	Términos y conceptos utilizados en un proceso de revalorización de activos fijos. ...	165
5.4	Métodos de Revalorización empleados por la Superintendencia de Compañías .....	168
5.4.1	Revalorización utilizando el Índice por variación del tipo de cambio de Importación del Mercado de	

Intervencion del Banco Central del Ecuador. ....168

5.4.2 Metodo de Revalorizacion por costo de reposicion .....176

5.5 Metodo de Revalorizacion de activos fijos de INECEL y Empresas Electricas .....180

5.5.1 Definicion de los indices de escalamiento de precios .....183

5.5.2 Determinacion de las ponderaciones de las formulas polinómicas .....184

5.5.3 Calculo de los Indices de Revalorizacion .....188

5.5.4 Resumen de resultados. ....189

5.6 Comparacion y seleccion de los metodos de revalorizacion mas adecuados para transformadores y generadores a diesel. ....196



196 BIBLIOTECA

CAPITULO VI

APLICACION DE LOS METODOS DE VALUACION PROPUESTOS Y COMPARACION CON EL METODO UTILIZADO POR INECEL.

6.1 Alcance .....196

6.2 Ejemplo de valuación de dos generadores a diesel para la compra-venta entre la Empresa Eléctrica Milagro e INECEL .....197

6.3 Valuacion de los generadores con los méto-

dos de depreciación y revalorización seleccionados. ....	202
6.4 Comparación de resultados. ....	205
CAPITULO VII	
INTRODUCCION A UNA REGULACION PARA LA FIJACION DEL PRECIO DE VENTA DE GENERADORES A DIESEL DENTRO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.	
7.1 Antecedentes .....	209
7.2 Efectos de la incorporación de las empresas eléctricas al Sistema Nacional Interconectado ..	210
7.3 Regulaciones propuestas para la compra-venta de generadores a diesel .....	212
7.3.1 Inversión original en moneda nacional ...	212
7.3.2 Inversión original en moneda extranjera (dólares) .....	218
7.4 Comparación de resultados y conclusiones de las valuaciones realizadas .....	224
7.5 Consideraciones finales .....	228
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
ANEXOS A, B, C, D.	
BIBLIOGRAFIA.	

## INDICE DE TABLAS

TABLA No.		PAGINA No.
3.1	Clasificación térmica de los aislamientos eléctricos según la IEC (Comisión Internacional Electrotécnica)	58
3.2	Valores de las constantes de la Ecuación de Arrhenius para los transformadores de potencia sumergidos en aceite.	60
3.3	Capacidad de carga a temperaturas de 30 °C (de rango aproximado de 0°C a 30°C)	68
3.4	Máxima temperatura promedio admisible del aire de enfriamiento para permitir transporte de carga a rango nominal de KVA.	69
3.5	Factores de corrección de la resistencia dieléctrica para altitudes superiores a los 3000 pies (1000 m).	74
4.4.1	Valores anuales de depreciación obtenidos por el método de Horas de Funcionamiento.	118
4.4.2	Valores anuales de depreciación obtenidos por el método de la Suma de Dígitos	123

## Decrecientes.

4.4.3	Valores de depreciación obtenidos por el método a Tasa Constante.	128
4.5.1	Valores anuales corrientes y constantes del transformador de 225 KVA.	137
4.6.1	Depreciaciones en valores corrientes y constantes	148
4.6.2	Composición de las amortizaciones anuales	149
4.6.3	Fondos de reposición trasladados al décimo año.	151
4.7	Porcentajes de depreciación anuales obtenidos con los métodos de depreciación contables.	154
5.1	Valores resultantes del ejemplo desarrollado para el periodo 1981-1987.	170
5.2	Asientos contables resultantes del ejercicio desarrollado a 1987.	172
5.3	Cuadro de los resultados del ejercicio desarrollado para 1987.	178
5.4	Asientos contables resultantes del ejercicio desarrollado a 1987.	179



BIBLIOTECA

5.5.1	Estructura de las fórmulas de escalamiento llevadas a Diciembre de 1986.	186
5.5.2	Indices para revalorización de activos de INECEL y empresas eléctricas 1986.	190
6.1	Porcentajes de depreciación según horas de funcionamiento del grupo No. 11	203
6.2	Resultados anuales de la valuación con los metodos de depreciación y revalorización seleccionados para el periodo 1980-1983.	204
7.1	Horas de funcionamiento anual y porcentajes de depreciación del grupo No.11.	217
7.2	Proceso de valuación para el grupo No. 11 según regulación.	218
7.3	Porcentaje y cuotas de depreciación según horas de funcionamiento del grupo No.11.	223
7.4	Resultados de las valuaciones aplicados al grupo electrógeno No. 11.	226



## INDICE DE FIGURAS

FIGURA No.	PAGINA No.
1.1 Diagrama demostrativo de las relaciones fundamentales entre Depreciación, vidas y Valor Presente de una unidad física.	28
3.1.a Curva de vida esperada de los transformadores de potencia sumergidos en aceite.	61
3.1.b Curvas de envejecimiento relativo de los transformadores tipo seco.	62
3.2 Conformación de la base de soporte del motor-generador.	90
3.3 Porcentaje de pérdidas y energía aprovechable en un motor de combustión interna.	94
5.1.a Diagrama de bloques con resultados del método de revalorización con depreciación por variación del tipo de cambio de Intervención del Banco Central del Ecuador, para el valor del activo.	173
5.1.b Diagrama de bloques con resultados del método de revalorización con depreciación por variación del tipo de cambio de Intervención del Banco Central del Ecuador, para los valores de depreciación.	174

## INTRODUCCION

La valuación de activos es un aspecto de gran importancia en el sector de las empresas eléctricas, por la serie de implicaciones de orden económico y financiero que su cálculo tiene sobre las actividades de la empresa.

Algunas de estas actividades propias de una empresa eléctrica, donde se observa la importancia de la valuación son: La administración financiera, la fijación de las tarifas por los servicios de energía eléctrica o la determinación del precio que tienen los activos para fines de compra-venta.

El objetivo de esta Tesis es realizar un análisis de los métodos de valuación de equipos eléctricos, con el fin de seleccionar un método que sea aplicable al campo de la compra-venta de equipos entre empresas eléctricas.

Este análisis abarca transformadores y generadores a diesel, considerados fundamentales dentro de un

sistema eléctrico, y que a la vez representan un gran porcentaje dentro de las inversiones realizadas por las empresas eléctricas.

La determinación del precio de venta de estos equipos, se basa por un lado en el conocimiento pleno del estado en que se encuentra el equipo, es decir su vida útil restante que posee al momento de realizar la valuación; y, por otro lado en la revalorización que incide sobre el equipo por efectos de devaluación monetaria.

Un análisis técnico-económico permite saber qué partes del equipo -transformadores y generadores a diesel- son más susceptibles a la pérdida de vida; así por ejemplo, en los transformadores se considera que el sistema de aislamiento es el más influyente, puesto que no se lo puede renovar como sucedería con el aceite del mismo.

Debido al funcionamiento y al transcurso del tiempo, todo equipo eléctrico sufre un desgaste físico normal, por lo que es necesario saber cuánto tiempo podría ser útil económicamente. De ahí que la vida útil se entiende como la vida en la cual un equipo

funciona eficientemente, sin que se requiera excesivos gastos de reparación y mantenimiento; pudiéndose comparar qué resulta más económico: realizar la misma operación con el mismo equipo o con un nuevo equipo similar, determinándose de esta manera si dicho bien ha concluido o no su vida útil.

Los métodos de depreciación se clasifican en dos tipos: Contables y Económicos. Los primeros se caracterizan por ser simples de aplicar, asumir arbitrariamente la vida económica de los activos o el período de depreciación. Los segundos en cambio toman en cuenta los costos de capital, la inflación y por tanto el precio de reposición de los equipos.

Cabe indicar que INECEL utiliza el método de depreciación de Línea Recta, el cual es un método contable.

Para la actualización del valor de estos equipos se consideran varios métodos de revalorización de activos fijos; estos son: los métodos empleados por la Superintendencia de Compañías, para la aplicación a empresas o industrias bajo su control, y el método de revalorización empleado por INECEL y las empresas

eléctricas.

Este último método se basa en la aplicación de las denominadas fórmulas polinómicas de escalamiento de precios, cuya estructura está representada por la suma algebraica de varios términos, que consideran pesos y ponderaciones de varios rubros con sus correspondientes índices económicos.

En la búsqueda del justo precio, se emplearán los métodos más adecuados, previo a un análisis de las ventajas y desventajas que presentan dichos métodos de acuerdo al tipo de equipo y la gestión a desarrollarse.

Finalmente las condiciones actuales en que se presenta el parque generatriz de nuestro país el cual es predominantemente hidroeléctrico, ha hecho que los sistemas de generación térmicos, incluyendo a grupos electrógenos a diesel se limiten a servir como fuentes de emergencia, o caigan prácticamente en desuso; esto motiva a que se proponga una introducción a una regulación con el fin de incentivar y normalizar la compra-venta de estos equipos entre empresas eléctricas, teniéndose como propósito central de que

dichos equipos pasen a servir en zonas aisladas o lejanas al paso del Sistema Nacional Interconectado, en beneficio de un desarrollo integral del país.

## CAPITULO I

### CONCEPTOS GENERALES SOBRE LA VALUACION Y LA VIDA UTIL DE LOS ACTIVOS

#### 1.1 CONCEPTO DE VALUACION Y VALOR

La Valuación es el arte de estimar el valor de los activos o propiedades específicas, donde el conocimiento y juicio de la ingeniería profesional son esenciales.

Todo cambio de propiedad involucra al menos una apreciación que viene a ser un avalúo elemental. En el comercio ordinario, el valor es estimado en su mayoría por decisión indistinta, pudiendo suceder que el precio asignado sea considerado justo o injusto.

Valor es el punto final del análisis y discernimiento. El valor declarado por una persona puede no convenir con el declarado por otra, pues en ambos casos pueden utilizar diversos factores que

originan el valor a existir, el cual puede variar tanto como los apreciadores.

## 1.2 VALUACION TECNICA Y ORDINARIA

En cambios ordinarios de la propiedad, el valor es determinado por el discernimiento entre el comprador y el vendedor, cada uno tomando en cuenta su conocimiento de la propiedad, las condiciones de cambio predominantes para cada propiedad, sus propias exigencias y aquellas de la otra parte.

En este proceso el comprador y el vendedor finalmente convienen en el precio de venta. En la mayoría de los casos solamente pequeños cálculos matemáticos son necesarios.

En el avalúo propiamente técnico de la propiedad, el valor estimado es determinado por valuadores especializados, sea que estos bienes estén en venta, administración financiera o para la fijación de tarifas por los servicios entregados.



Este avalúo se basa en el conocimiento pleno de las condiciones físicas de los bienes, su historia de funcionamiento, y hasta qué punto está depreciado al momento de efectuar la valuación.

Debe tomarse en cuenta también las condiciones económicas y de mercado reinantes en ese momento, tales como la inflación, oferta y demanda, erosión monetaria y otras, con el fin de poder revalorizar o actualizar su valor y obtener de esta manera el precio justo del bien en cuestión.

### 1.3 LA VALUACION Y SUS CONSECUENCIAS ECONOMICAS

La ciencia de la valuación cae dentro del campo técnico-económico y es fundamental para conocer el valor real de los bienes materiales que constituye una empresa eléctrica o industria de cualquier tipo.

El valor de un activo es afectado negativamente por el simple transcurso del tiempo, el uso y el progreso de la técnica.

Existen cuadros de vida o de duración de las diferentes clases de bienes físicos de las empresas de producción de energía eléctrica que han sido recopiladas por varias organizaciones, especialmente por los fabricantes y constructores de materiales y equipos. Estas se han basado en experiencias recogidas en los sitios de suministro de energía y en las más variadas condiciones de servicio.

Una determinada empresa debe aceptar los datos tabulados con carácter de referencial: porque, lo que es válido para una localidad y un determinado tiempo, no siempre puede extenderse a otras regiones y hacia el futuro, esto especialmente cuando se trata de industrias de rápido crecimiento y desarrollo técnico, donde resulta casi imposible predecir la evolución futura de la depreciación funcional (obsolescencia).

Aún siendo conocida la vida útil de una unidad o cualquier equipo en un caso concreto, resulta que no se puede generalizar dado que influyen una serie de factores que pueden entrar en distintas proporciones. De allí que cualquier cuadro de vida o

duración de materiales y unidades de diversos equipos que se tengan, servirán naturalmente como guías, pero que no se podrán aceptar como códigos inalterables.

En el anexo D se presentan cuadros de vida útil de activos del sector eléctrico nacional.

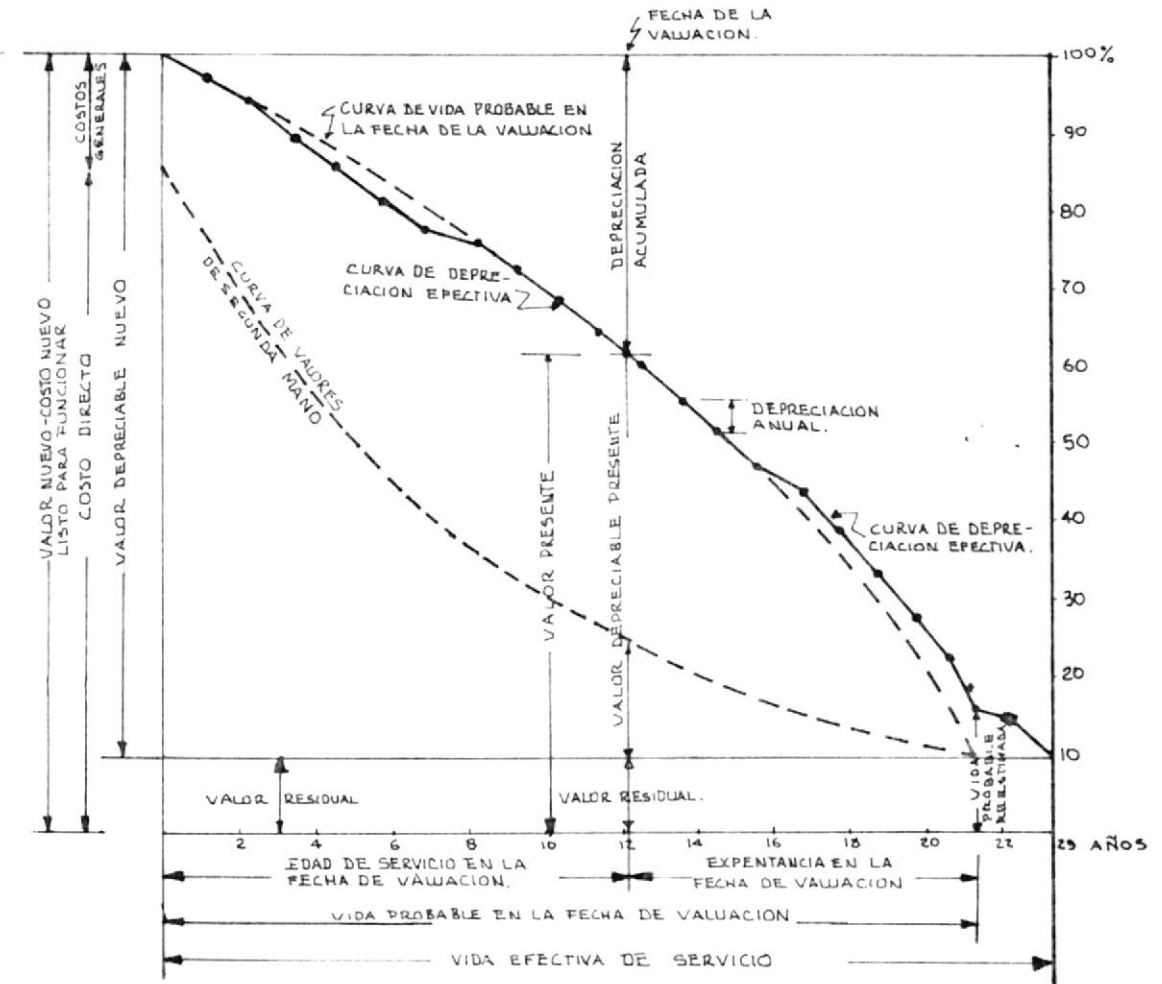
#### 1.5 TERMINOLOGIA UTILIZADA EN EL PROCESO DE VIDA UTIL DE LOS ACTIVOS DEL SECTOR ELECTRICO

Para definir ciertos términos utilizados durante el proceso de vida útil de un activo, nos ayudaremos de la FIGURA 1.1, la cual nos muestra las relaciones existentes entre la vida útil, edad de servicio y el porcentaje de depreciación anual del activo en cuestión.

**Vida de servicio de un equipo.** - Es el tiempo transcurrido entre la fecha que entró por primera vez en servicio, nuevo como parte de la propiedad, y la fecha en la cual fue retirada de servicio.



Fig No 1.1. DIAGRAMA DEMOSTRATIVO DE LAS RELACIONES FUNDAMENTALES ENTRE DEPRECIACION, VIDAS Y VALOR PRESENTE DE UNA UNIDAD FISICA.



La vida de servicio puede ser determinada con certeza solamente cuando el equipo haya sido retirado. Este es un dato histórico y de gran importancia para los pronósticos de la vida probable de equipos similares.

**Edad de servicio de un equipo .-** Es el período comprendido entre la fecha en que entró por primera vez en servicio, nueva, y la fecha presente de realización de la valuación de la propiedad o de una estimación o reestimación de la depreciación.

**Espectancia.-** Es el período entre la fecha presente cuando se determina su valor y la fecha futura en que la unidad será probablemente retirada de servicio.

Esta segunda fecha es determinada por personas calificadas para juzgar en base a un buen juicio y experiencia. La espectancia se realiza siempre antes de la fecha de retiro, ya que es una estimación que debe ser considerada y reestimada de tiempo en tiempo durante la vida de servicio efectiva.

**Vida probable.**- Es el período comprendido entre la fecha en que entró en servicio por primera vez; nuevo, y la fecha en la cual probablemente será retirada de servicio. Esta segunda fecha será dada por personas conocedoras de todos los hechos que han influido en la vida del equipo.

Para determinar la vida probable se determina primero la espectancia, y a ésta se la suma la edad de servicio.

**Grupo de mortalidad.**- Es aquel grupo de unidades semejantes cuyos originales fueron todos puestos en servicio durante el mismo año.

La edad del grupo será la misma que las edades de servicio de las unidades originales, pero no de las edades de las unidades renovadas.

**Vida promedio de un grupo de unidades semejantes.**-Es el promedio del número de años de servicios rendidos individualmente por las unidades de grupo.

**Renovaciones de unidades de una industria.**- Son sus reemplazos en la fecha de sus retiros, por unidades sustancialmente iguales durante el número de años de servicio del sobreviviente más longevo del grupo edad original. Parte de las renovaciones son de unidades originales y parte de las renovaciones son de renovaciones.

## CAPITULO II

### ANALISIS DE LA VIDA UTIL Y PRINCIPIO DEL RETIRO RACIONAL DE EQUIPOS

Al iniciar este capítulo cabe indicar que el principio de retiro racional estará aplicado al sector industrial en general, y no particularizado al sector eléctrico solamente, puesto que los conceptos y criterios que aquí se vertirán son válidos para maquinaria de cualquier tipo, sin que esto afecte el objetivo de esta Tesis.

#### 2.1 CONCEPTO DEL RETIRO RACIONAL

El principio del RETIRO RACIONAL establece que un retiro es oportuno cuando el costo de operación efectivo de una unidad vieja es superior al que se tendría con una unidad nueva similar.



BIBLIOTECA



Para el retiro de una unidad industrial que no ha sido destruida por accidentes o desastres, debe intervenir un sano criterio, para definir o no su retiro. A pesar de que hay ocasiones en que la fecha de retiro apropiada se elige sin cálculos teóricos, sin embargo para todos los casos existe una fecha teórica de retiro racional.

Para la aplicación del principio de retiro racional en una unidad deben calcularse los costos de servicio de la unidad, para los años venideros. Los costos efectivos durante los años anteriores, tendrán la debida gravitación en la estimación de los costos futuros de la unidad vieja.

Son tres los factores principales que tienden a incrementar los costos unitarios de servicio en las unidades usadas, hasta el instante en que es aconsejable su retiro:

1. Los costos anuales de mantenimiento y conservación llegan a ser al cabo de cierta edad muy excesivos, especialmente si se los compara con los de equipos más nuevos y modernos.

El costo de mantenimiento y conservación racional no deben exceder del límite económico, aunque éstos puedan prolongar la vida de servicio de las unidades y disminuir las cuotas de depreciación, mediante gastos de reparación comparativamente elevados.

Así mismo, la ausencia de reparaciones disminuye la vida de servicio e incrementa las cuotas anuales de depreciación.

2. Los costos de operación anuales de unidades ya usadas son comparativamente mayores que los que se registran en unidades más modernas; ello se debe a que los equipos usados han disminuido su rendimiento en su producción, al aumento de costo de atención, al desarrollo de unidades más eficientes o a una combinación de los factores anotados.
3. La capacidad de producción horaria puede decrecer materialmente después de una cierta edad, como consecuencia de alguna avería o deterioro, por ejemplo presencia de un calentamiento más rápido

y excesivo de los devanados de un generador o de las partes móviles del motor impulsor.

Como el principio de retiro racional se basa en la comparación de costos entre un equipo usado y uno nuevo pero del mismo tipo, es necesario analizar también los costos que demandará la adquisición y mantenimiento del nuevo equipo.

Los costos que deben tomarse en cuenta en la máquina nueva, entre los más importantes son:

- Costo original del equipo
- Costos de operación y mantenimiento
- Costo residual de la nueva unidad

Una vez integrados por separado los costos de cada una de las máquinas, se compararán entre ellos para decidir cual es el más favorable. Logicamente será el que menos costos demande.

## 2.2 FORMULA PARA DETERMINAR UN RETIRO RACIONAL

La fórmula que determina el retiro racional de una máquina es:

$$\left[ (C_m + C_o)(1 + Gg) + r \cdot V_s \right] \frac{1}{5r} \rightarrow (C'_m + C'_o)(1 + Gg) + \frac{r \cdot V_{nd} (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} + r \cdot V_s$$

donde:

$C_m$  = Promedio de los probables costos directos de mantenimiento

$C_o$  = Probables costos directos de operación de la vieja unidad durante los próximos años.

$C'_m$  y  $C'_o$  = Los correspondientes a la nueva unidad reemplazante.

$Gg$  = Porcentaje de gastos generales

lógicamente cargable a estas unidades.

Sr = Rendimiento anual de la unidad vieja, respecto a la nueva unidad.

n' = Vida probable de servicio de la nueva unidad.

r = Rentabilidad de la empresa.

Vs' = Valor residual de la unidad nueva.

Vs = Valor residual de la unidad vieja.

Vnd = Valor depreciable nuevo de la unidad reemplazante  
( = costo nuevo - V's )

(2.1) Fórmula tomada de "INGENIERIA DE VALUACION"  
de Marston y Agg.

Ejemplo numérico:

Los costos actuales de un grupo electrógeno que estuvo en servicio 10 años, son los siguientes:

El valor residual presente de la máquina vieja es de S/. 350.000,00. Se estimó que los costos futuros de mantenimiento y de operación de la máquina vieja darían en promedio S/. 200.000,00 y S/. 180.000,00 anuales respectivamente para los primeros dos años (incluyendo los grandes costos de reparación del primer año para poner al equipo en condiciones de servicio), y que produciría sólo el 75% del trabajo de una máquina nueva.

El costo de una máquina nueva, lista para funcionar, sería de S/. 2'900.000. Su valor residual se estimó en S/. 120.000,00, su vida probable es 15 años y sus costos anuales de mantenimiento y operación son de S/. 40.000,00 y S/. 70.000,00 respectivamente.

El porcentaje de gastos generales de operación es 10%.

La rentabilidad de la empresa es del 6%.

Sustituyendo estos valores numéricos, en miles de sucres en la fórmula de retiro racional tenemos:

$$\left[ (200+180) \times (1+0.1) + 0.06(350) \frac{1}{0.75} \right] > (40+70) (1+0.1) +$$

$$+ 0.06 (2780) \left[ \frac{(1+0.06)^{15}}{(1+0.06)^{15}-1} \right] + 0.06 (120)$$

$$(418 + 21) \frac{1}{0.75} > 121.000 + 286.24 + 7.20$$

$$S/. 585.33 > S/. 414.45 \text{ (en miles de sucres)}$$

observando el resultado, podemos concluir que el grupo electrògeno viejo deberá ser retirado inmediatamente, puesto que los costo para ponerlo en funcionamiento y mantenerlo operativo son mayores, a los que demanda el nuevo equipo.

### 2.3 CAUSAS PARA EL RETIRO DE LA PROPIEDAD

Las causas más comunes que originan el retiro de la propiedad son las siguientes:

a. Causa física:

1. accidente
2. catástrofe
3. deterioro debido al tiempo
4. desgaste por el uso

b. Causas funcionales

1. Obsolescencia
  - estilo
  - moda

c. Causas no relacionadas con la propiedad

1. finalización de la necesidad



2. extinción de la empresa
3. Exigencia de la autoridad pública

Especificar una causa por la que una unidad cualquiera fue retirada es casi siempre difícil, puesto que entrarán en juego algunas de las causas anotadas durante el tiempo de servicio, hasta que una de ellas será la predominante y por lo tanto, la que decidirá su retiro.

A continuación detallaremos más profundamente estas causas, describiendo su origen y consecuencias.

a. Las condiciones físicas de la propiedad que son causa de su retiro pueden ser descritas en la siguiente forma:

1. El deterioro físico imprevisto puede ser causado por diversos accidentes tales como explosiones, choques, caídas, fallas de edificios o rotura de la maquinaria debido a fuerzas extrañas.

2. El daño imprevisto por desastres tales como: incendios, tormentas, inundaciones, terremotos, amotinamiento destructivos, obliga a que el equipo sea retirado. Pero cuando el daño es parcial el costo de reparación o reconstrucción debe ser comparado con el costo de reposición para decidir si conviene o no el retiro de la propiedad.
  
3. La decrepitud física es la que inutiliza a la propiedad, ésta se desarrolla y aumenta durante el tiempo de servicio a pesar de las convenientes reparaciones y otros mantenimientos.

La decrepitud física puede ser causada por procesos químicos, tales como: enmohecimiento, oxidación, congelamiento y otros.

Ejemplos de estos daños son: la instalación de equipos y maquinaria al aire libre en zonas muy salinas. Se evitaría en

parte el problema de la oxidación, tratando de que las partes metálicas estén debidamente protegidas (pintadas).

Otro ejemplo puede ser el efecto de congelamiento, lo cual afectaría a las partes móviles de la máquina, debido al cambio de sus propiedades lubricantes que poseen las grasas y aceites.

4. El desgaste por fricción, impacto, vibración, fuerza y fatiga de los materiales podría decirse que es causado por uso normal y cotidiano.

b. En lo que respecta a las situaciones funcionales se puede empezar diciendo que el equipo, objeto del análisis es funcionalmente ineficiente cuando el mismo servicio puede ser desarrollado con mayor eficacia y economía por otra unidad del mismo o de diferente tipo.

Ineficacia funcional puede resultar de:

1. La obsolescencia: Se da lugar cuando aparecen equipos mejor perfeccionados, de fácil manejo, ocupan menor espacio y sus gastos de operación y mantenimiento son menores en comparación al equipo que se está utilizando.

Cambios de estilo y moda causan también obsolescencia, pudiendo obtenerse de esto una mejor eficiencia en la producción.

Un ejemplo puede ser la sustitución de motores eléctricos o motores de combustión interna por motores o generadores a vapor en plantas donde los primeros pueden ser más económicos.

c. Situaciones no relacionadas con la propiedad.

1. Finalización de la necesidad de la maquinaria debido a la terminación de una fase de los negocios.

Por ejemplo, una compañía constructora de calentadores de agua que cambia su producción y consagra todos sus esfuerzos a la producción de hornos de aceite y gas, retiraría ciertas herramientas y equipos que no es necesario para ello.

2. El retiro de la propiedad por el abandono de la empresa íntegra, tal como el traslado de una fábrica de cemento a una nueva localización cercana a un nuevo depósito de roca.
  
3. La autoridad pública puede exigir el retiro de ciertas máquinas viejas de una industria en el caso de que el funcionamiento de éstas atenten contra la salud de los habitantes y el ornato de la ciudad. Por ejemplo, la operación de máquinas demasiado ruidosas dentro de una zona residencial.

## 2.4 RELACION ENTRE LOS COSTOS DE DEPRECIACION Y MANTENIMIENTO

Los costos de depreciación y los de mantenimiento son de distinto carácter y distinta manera de considerarlos.

Los costos de mantenimiento son gastos de operación, por ejemplo: combustibles, que se sufragan a medida que se producen los ingresos; en cambio la depreciación es una carga inevitable que se incrementa con el transcurrir del tiempo, a pesar de los prudentes gastos de mantenimiento.

Por medio del mantenimiento y conservación sistemática, se ubica la depreciación en valores normales, sin que ésta deje de ocurrir.

Hay ciertos factores que tienden a disminuir la depreciación y que deben tenerse en cuenta al determinar la vida probable de una unidad industrial, pues hacen que el material o unidad industrial sean más longevos. Uno de los más importantes es seleccionar la maquinaria o equipo

que mejor se adapta a la clase de trabajo a realizar.

Como ejemplo de esto, podemos citar la utilización de un transformador tipo 65 C.\* en un centro de consumo cuyo ciclo de carga real tiene como ciclo equivalente una carga continua igual al 75% de la carga pico (ANSI/IEEE C57.91-1981).

Si a este transformador lo cargamos más del 1.68 p.u. de la carga pico, por un tiempo mayor a dos horas, lo estaríamos sometiendo a un excesivo incremento de temperatura en sus partes constitutivas, por consiguiente sacrificando prematuramente su vida útil. Este problema se subsanaría con el empleo de un transformador de mayor capacidad, tal que, sujeto a dichos picos no sobrepase los límites tolerables de temperatura, consiguiendo de esta manera que su tiempo de vida útil cumpla su ciclo esperado.

\*Tipo 65 C : tipo de transformador cuya temperatura de elevación promedio del devanado es 65 C sobre la temperatura ambiente.

## 2.5 CONSERVACION Y REPARACIONES

El término conservación implica que ha de mantenerse permanentemente en buenas condiciones la propiedad industrial y los costos para este efecto constituyen un rubro importante dentro de los gastos de operación.

Ejemplos de conservación son: la inspección, pintura y reparación de estructuras, la reparación de averías producidas por el viento, inundaciones, descargas eléctricas, entre otros.

El término reparaciones contiene la idea de componer o reemplazar por un experto, partes gastadas para volver a poner operativas las unidades que han dejado de funcionar, en tan buenas condiciones como económicamente sea factible.

En algunas ocasiones se distingue entre conservación y reemplazos considerando el costo de las renovaciones, de las partes afectadas, así por



ejemplo: para un caso determinado se consideran reparaciones, aquellas reposiciones de partes que cuestan menos del 20% del valor actual de un equipo y las que sobrepasan, serán consideradas como reemplazos.

### CAPITULO III

#### FACTORES QUE AFECTAN LA VIDA UTIL DE LOS TRANSFORMADORES Y GENERADORES A DIESEL

Para una correcta determinación del precio justo de un equipo, es necesario conocer con plenitud el estado real en que se encuentra al momento de realizar la valuación, para lo cual hay que analizar los factores más importantes que han incidido en él, durante el proceso de su vida de servicio.

Con un adecuado análisis técnico se puede conocer cuánto se ha desgastado el equipo, pudiéndose calcular de esta manera su vida útil que le resta, y en función de esto definir el precio justo que se podría pagar por el equipo.

Bajo este contexto, este capítulo hace un análisis técnico para transformadores y generadores a diesel, con el fin de determinar su tiempo de vida útil esperado.

Se agrega además ciertas normas y requerimientos para un funcionamiento adecuado de estos equipos, con el fin de alcanzar un tiempo de vida útil aceptable.

### 3.1 EL TRANSFORMADOR COMO PARTE FUNDAMENTAL DE UN SISTEMA ELECTRICO

El transformador constituye un elemento vital en todo sistema eléctrico de potencia, por varios aspectos.

Desde el punto de vista de servicio eléctrico, de él depende el abastecimiento de energía eléctrica al voltaje requerido por los usuarios de una Empresa.

Desde el punto de vista financiero de la Empresa representan una parte sustancial de la inversión total del sistema de transmisión, subtransmisión o distribución de la misma.

Debido a este papel tan importante que el transformador cumple en la empresa, es necesario que el mismo esté diseñado para tener un largo periodo de vida útil.

En un transformador el aislamiento es el elemento más importante que tiene incidencia en su vida útil del mismo, puesto que tiene que resistir constantemente los efectos producidos por todos los fenómenos que se presentan en las líneas de transporte de energía eléctrica, los cuales a menudo producen tensiones muy variables y de gran magnitud.

Para determinar el tiempo de vida de un transformador, se requiere conocer las características del núcleo y del devanado, el peso y características del aceite, las pérdidas en vacío y a plena carga, el tipo de enfriamiento, la temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente y el ciclo de carga.

Lo determinante en un transformador para soportar una sobrecarga es la capacidad de sus devanados y su sistema de enfriamiento. Pero debe reconocerse que existen ciertas limitaciones tales como la expansión del aceite, la presión de los transformadores sellados y la capacidad térmica del equipo asociado con el transformador, tales como disyuntores, cables, switches de desconexión y transformadores de

corriente.

Los transformadores según su sistema de refrigeración se clasifican en: transformadores sumergidos en líquidos y transformadores de tipo seco.

Se hará un análisis técnico y un económico a los primeros, puesto que continúan siendo los transformadores más ampliamente utilizados en nuestro medio, debido a su disponibilidad en gran stock y aceptación técnica.

### 3.2 PROPIEDADES QUE DEBE TENER EL AISLAMIENTO PARA ALCANZAR UNA VIDA UTIL ESPERADA.

Con el fin de que los materiales aislantes sólidos cumplan su función satisfactoriamente, éstos deben poseer dos propiedades fundamentales:

a. Deben resistir las solicitudes tanto eléctricas

como mecánicas, producido por las sobretensiones durante su operación.

- b. Deben poseer un aislamiento de tan baja conductividad o lo que es lo mismo, ser muy mal conductor, tal que disipe cualquier corriente por pequeña que sea.

De acuerdo a estas propiedades el sistema de aislamiento debe estar constituido por materiales que cumplan las siguientes funciones:

- Resistir sobrevoltajes transientes de maniobra y de impulso.
- Resistir sollicitaciones mecánicas y térmicas (calor) debido a corto circuitos.
- Ser un material que permita una buena transferencia de calor hacia el medio refrigerante, no permitiendo una acumulación excesiva de calor.

Se debe evitar que el transformador esté sujeto a sobretensiones de impulso o de maniobras en periodos demasiados largos. Esto se logra con una adecuada coordinación de aislamiento entre los elementos que conforman un sistema de potencia y los pararrayos como elementos de protección.

Todos los materiales aislantes del tipo fibroso, en el aire o en el aceite, tienen la propiedad de que su resistencia mecánica disminuye por la influencia de la temperatura y del tiempo. El grado de envejecimiento aumenta muy rápidamente cuando la temperatura sobrepasa ciertos límites.

La TABLA 3.1 muestra una clasificación térmica de los aislamientos eléctricos, según la IEC.

### 3.3 VIDA UTIL ESPERADA DE UN TRANSFORMADOR SEGUN LAS LEYES DE ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO

Por lo expuesto anteriormente, podemos decir que la vida del transformador es la vida del aislamiento

TABLA 3.1

CLASIFICACION TERMICA DE LOS AISLAMIENTOS ELECTRICOS  
SEGUN LA IEC (COMISION INTERNACIONAL ELECTROTECNICA)

---

CLASE Y DESIGNACION	TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE	MATERIALES TIPICOS
Clase 90 (Y) u (D)	90 c.	Celulosa impregnante, seda - algodón
Clase 105 (A)	105 c.	Celulosa no impregnante, algodón o seda; resina fenólica
Clase 120 (B)	120 c.	Triacetato celuloso
Clase 130	130 c.	Mica, fibra de vidrio, asbesto con aglutinante orgánico
Clase 155 (F)	155 c.	Igual que la clase 120 pero con aglutinante apropiado
Clase 185 (H)	185 c.	Igual que la clase 120 pero con aglutinante de silicón
Clase 220	220 c.	Igual que la clase 185
Clase sobre 220 c.	arriba de 220 c.	Mica, porcelana, cristal de cuarzo y materiales orgánicos similares

---



sólido que representa el papel celuloso, puesto que el fluido que lo rodea puede ser regenerado durante el tiempo de servicio del transformador.

Fenómenos tan complejos como: envejecimiento térmico, esfuerzos eléctricos y mecánicos, generación de gases a elevadas temperaturas, hacen que parezca imposible determinar con precisión la vida útil esperada de un transformador; sin embargo se ha mostrado en pruebas experimentales que los materiales siguen ciertas leyes de envejecimiento como la mencionada a continuación:

#### LEY DE ARRHENIUS

Debido a reacciones químicas que se producen, los aislamientos sufren un envejecimiento térmico que es función del tiempo y la temperatura. Esto puede ser representado por la siguiente relación que plantea Arrhenius:

$$\ln L = \frac{B}{T} + A \quad (3.1)$$

donde:

L = Vida esperada en horas, días, meses,  
etc.

A = Constante determinada por las clases de  
esfuerzos impuestos al aislamiento.

B = Constante determinada según las clases  
de materiales usados en el sistema de  
aislamiento.

T = Temperatura absoluta en grados Kelvin  
( C + 273)

En base a pruebas realizadas en modelos de transformadores que simulan a transformadores reales, se han determinado curvas como las de las FIGURA 3.1 que indican una correlación entre la vida del aislamiento y la temperatura.

Expresando la ecuación (3.1) en términos de logaritmo de base 10 se tiene:

$$\text{Log.VIDA (horas)} = A + \frac{B}{T} \quad (3.2)$$

Los valores de las constantes A y B (según el proyecto No. 507 de la IEEE) para los transformadores de potencia obtenidos de las pruebas experimentales se muestran en la TABLA 3.2.

TABLA 3.2

VALORES DE LAS CONSTANTES DE LA ECUACION DE ARRHENIUS  
PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

---

Temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente	CONSTANTES	
	A	B
<hr/>		
55 °c.		
(Transformadores contruidos antes de 1963)	-14.1333	6.972,5
65 °c.		
Construidos despùes de 1963	-13.391	6.972,15
<hr/>		

FIG. N.º 31.a CURVA DE VIDA ESPERADA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.

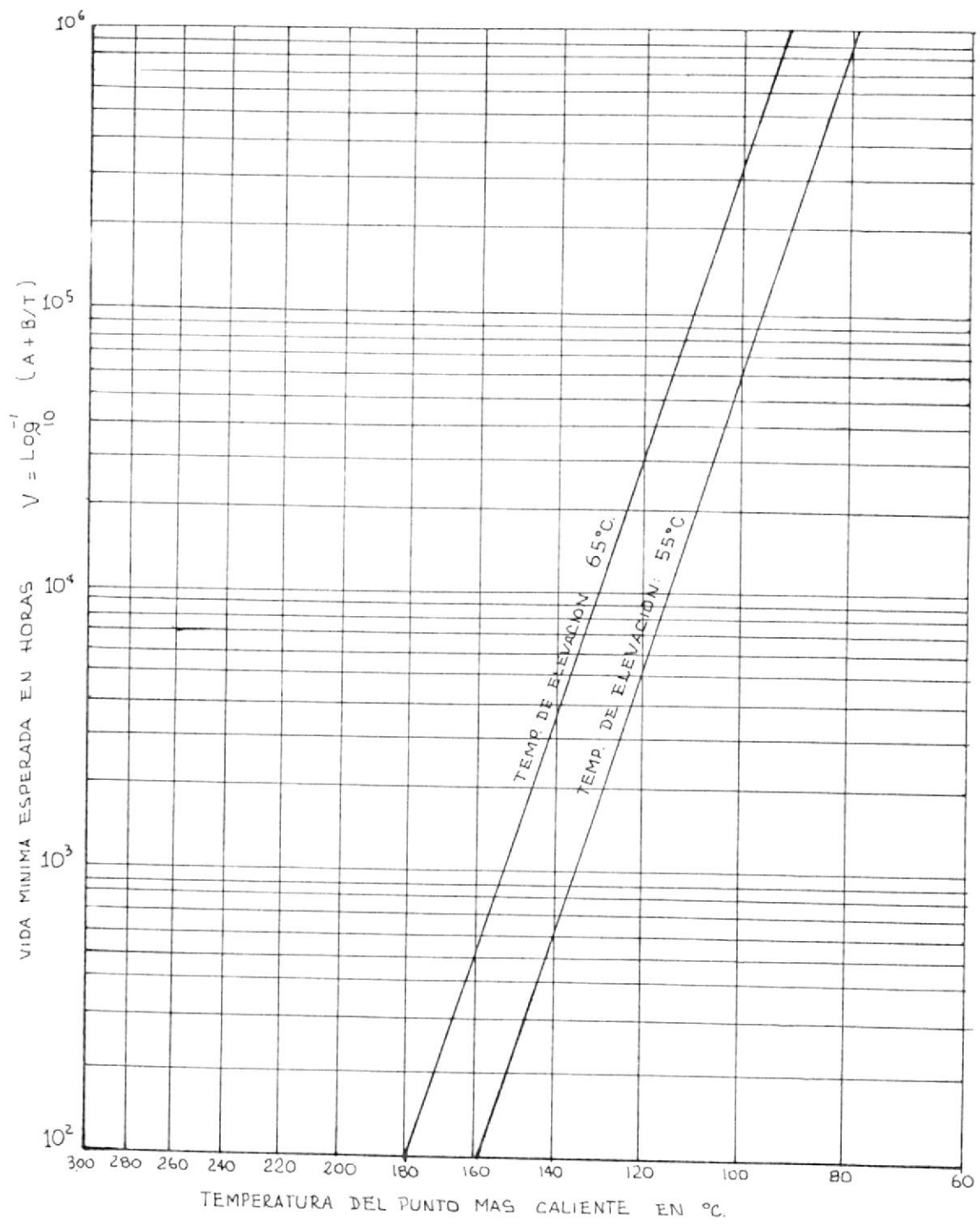
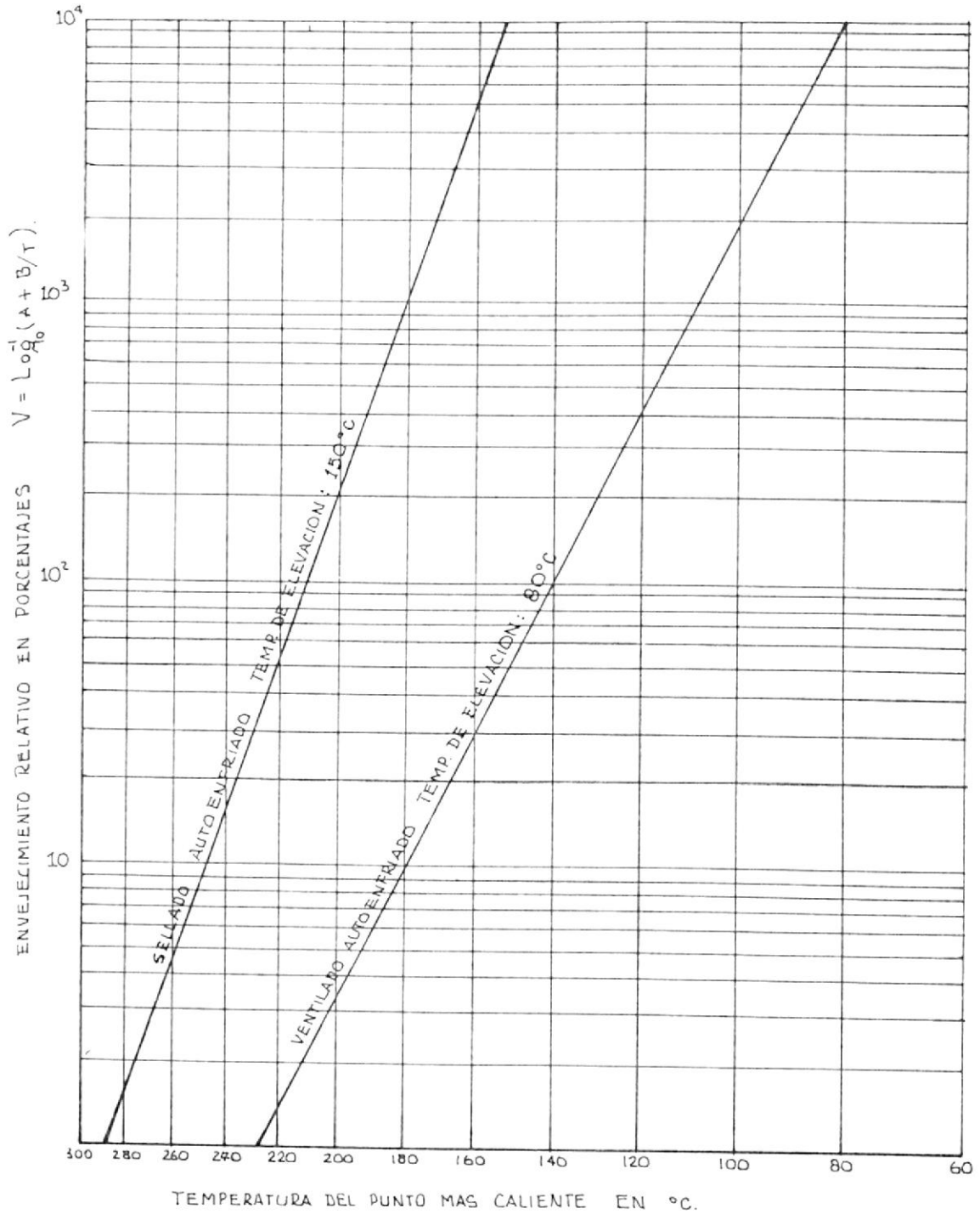


FIG. N<sup>o</sup> 3.1.b. CURVA DE ENVEJECIMIENTO RELATIVO DE LOS TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO



A manera de ejemplo, consideremos que un transformador del tipo 65 C, presta servicio de tal manera que la temperatura del punto más de su devanado permanece a 110 C en forma constante.

Observando la FIGURA 3.1.a se tiene que el aislamiento celuloso de este transformador del tipo 65 C de elevación, estaría totalmente deteriorado después de 7.42 años de estar sometido permanentemente a esa carga que provoque dicha temperatura:

Este tiempo de 7.42 años en el que estaría totalmente deteriorado el aislamiento es muy alejado de la realidad, puesto que si bien es cierto un transformador puede sobrecargarse y llegar a temperaturas altas; esto solo sucedería en las horas pico que tenga que soportar, las cuales dependerán de la curva de carga diaria que tenga el sector al cual alimenta.

De todas maneras estas horas pico constituyen solo una parte de la curva diaria de carga, teniendo presente además que la temperatura del punto más

caliente del devanado disminuye apreciablemente en las horas de poca carga.

Aún más, los valores de A y B son obtenidos de pruebas efectuadas en pequeños modelos de transformadores, los cuales tienen solicitaciones dieléctricas y mecánicas mucho menores que los transformadores de potencias reales (500 KVA o más).

Experiencias en los campos del diseño y mantenimiento coinciden que un transformador de potencia podría tener una vida útil de más de 50 años.

Teniendo en cuenta factores tales como la depreciación, solicitaciones del sistema de aislamiento y el hecho de que las empresas aseguradoras no dan un tiempo de confiabilidad mayor de 20 años, se considera que la vida esperada de un transformador podría ser de 20 a 40 años.

Por esta razón muchas empresas eléctricas,



exceptuando a los transformadores con fallas por defectos o accidentes, estiman la vida de sus transformadores de potencia en un tiempo promedio de 30 años.

### 3.4 EFECTOS DE LA SOBRECARGA EN LA VIDA UTIL DE LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores utilizados en valores nominales pueden resistir satisfactoriamente las solicitaciones para los que fueron diseñados, alcanzando de esta manera una vida esperada normal.

De no ser así, es decir sobrecargándolo, corre el riesgo de que se produzcan fallas prematuras en la unidad. Durante la sobrecarga en los transformadores de potencia, pueden darse los siguientes casos:

- a. Desprendimiento de gases del aislamiento sobrecalentado de los devanados y cables conductores que pueden comprometer su integridad dieléctrica del mismo\*.
- b. Deterioro de las propiedades eléctricas y mecánicas de aislamiento de las bobinas por envejecimiento térmico.

\* Working Group for Loading Insulation Life Subcommittee IEEE

- c. Desprendimiento de gases del aislamiento adyacente a las partes metálicas calentadas por el flujo electromagnético parásito.
- d. Deformación permanente en los conductores, materiales aislantes o partes estructurales producidas por expansiones térmicas a las temperaturas de sobrecarga.
- e. Derramamiento de aceite producto de su expansión. En este tipo de derrame de aceite es más bien un inconveniente que un riesgo de operación.
- f. En general degradamiento de las partes auxiliares como rotura del empaque de los terminales o "bushings", producido por la elevación de la presión interna.

En una operación cotidiana los principales factores que afectan al enfriamiento de los transformadores y por consecuencia a su vida útil, son: la temperatura ambiente y la altitud.



La primera es un factor importante dentro de la capacidad de cargabilidad, ya que la elevación de la temperatura para cualquier carga debe ser adicionada a la temperatura ambiente para la determinación de la temperatura de operación.

Los promedios de temperatura ambiente deberán cubrir periodos no mayores de 24 horas con una temperatura máxima de más de 10°C superior a la temperatura promedio ambiental.

En la TABLA 3.3. se muestra como la variación de la temperatura afecta a la capacidad de cargabilidad del transformador, para un promedio de temperatura ambiente diaria de 30 C.

TABLA 3.3

CAPACIDAD DE CARGA A TEMPERATURAS DIFERENTES DE 30°C. (DE UN RANGO APROXIMADO DE 0°C. A 50°C.)

---

Disminución de carga por cada °c. de incremento sobre los 30°C.	% del rango de carga 1.5
---	-----------------------------

Incremento de carga por cada °c. abajo de la temperatura ambiente de 30°C.	1.0
--	-----

---

Por otro lado la altura también afecta al rendimiento del transformador, puesto que a medida que aumenta la altura se produce una disminución de la densidad del aire, necesario para la disipación del calor de las pérdidas propias del transformador, provocándose en consecuencia un exceso de calentamiento.

Los transformadores pueden ser operados en valores nominales de KVA en altitudes mayores de 1000 m. sin exceder de la temperatura límite, con tal que la temperatura promedio del aire de enfriamiento no sobrepase los valores de la TABLA 3.4 para las respectivas alturas.

TABLA 3.4

MAXIMA TEMPERATURA PROMEDIO ADMISIBLE DEL AIRE DE ENFRIAMIENTO PARA PERMITIR TRANSPORTE DE CARGA EN RANGO NOMINAL DE KVA.

---

1000 m.	2.000 m.	3.000 m.	4.000 m.
30 °c.	28 °c.	25 °c.	23 °c.

---

En el caso de que la temperatura ambiente sobrepase los valores dados en la TABLA 3.4. en lugares sobre los 1000 m.; se evita pasar la temperatura límite normal, reduciendo la transportación de carga un 0.4% por cada cien metros de altitud sobre los 1000 metros.

Por otro lado, la resistencia mecánica a la tracción de los materiales aislantes sumergidos en aceite expuesto al aire, disminuye mucho al cabo de unos siete años aproximadamente de estar sometido a una temperatura de 105°C.

El aceite mineral también envejece con la temperatura y con el tiempo, sobre todo si está expuesto al aire, el cual provoca la formación de lodos, es por esta razón por la que los transformadores sumergidos en aceite se proveen con tanques de expansión o conservadores, o bien llevan una capa de gas inerte.

3.5 CONDICIONES DE OPERACION EN QUE DEBERIAN UTILIZARSE LOS TRANSFORMADORES PARA ALCANZAR UNA VIDA UTIL ESPERADA NORMAL.

Según las normas ANSI se consideran las siguientes condiciones usuales de operación de los transformadores:

- a. La temperatura ambiente del aire en los alrededores de la unidad no debe exceder los 40 °C, y la temperatura ambiente promedio durante un periodo de 24 horas no debe exceder de 30°C.
- b. La altitud no debe exceder los 1000 metros.
- c. La carga máxima será igual a la nominal, pudiendo operar con voltajes mayores que el nominal y frecuencia inferiores a la de placa, siempre y cuando la temperatura del punto más caliente del devanado no exceda los límites permisibles.

Al operar con carga nominal para cualquier

posición del tap se deberá tomar con consideración lo siguiente:

- El voltaje secundario no deberá exceder el 105% del voltaje nominal.
- El factor de potencia de la carga será mayor o igual que 0,8.
- La frecuencia más baja de operación tendrá un valor de 95% de la frecuencia nominal.

Cualquier condición diferente a las expuestas anteriormente se consideran como no usuales, entre estas tenemos:

- Aparición de humos o gases explosivos, polvo en grandes cantidades, excesiva humedad, filtración del agua a través del tanque.
- Vibraciones anormales, derrumbe, sismo, etc.
- Temperatura ambiente fuera del rango normal



- Problemas de mantenimiento
  
- Variación del ciclo de carga
  
- Desbalanceamiento de voltajes, etc.

En lo que se refiere a la resistencia dieléctrica de los transformadores, esta decrece al incrementarse la altitud, debido a que la densidad del aire disminuye con la altura (TABLA 3.5).



BIBLIOTECA

TABLA 3.5

FACTORES DE CORRECCION DE LA RESISTENCIA DIELECTRICA PARA  
ALTITUDES SUPERIORES A LOS 3.000 PIES (1.000 M.)

---

ALTURA (PIE)	(METRO)	FACTOR DE CORRECCION DE LA RESISTENCIA DEL DIELECTRICO
3.000	1.000	1,00
4.000	1.200	0,98
5.000	1.500	0,95
6.000	1.800	0,92
7.000	2.100	0,89
8.000	2.400	0,86
9.000	2.700	0,83
10.000	3.000	0,80
12.000	3.600	0,75
14.000	4.200	0,70
15.000	4.500	0,67

---

\* Una altura de 15.000 pies (4.500 m.) se considera como  
máxima para los transformadores.

### 3.4 CALCULO DE LA VIDA UTIL DE UN TRANSFORMADOR EN CONDICIONES NORMALES DE FUNCIONAMIENTO.

En general los transformadores de potencia tienen especificaciones del tiempo de vida teórico, pero hay que tener presente que estos rara vez "mueren" térmicamente al fin de la vida esperada, sino que perecen ante una falla casual. Normalmente esto sucede debido a que el aislamiento celuloso se degrada considerablemente tras un gran periodo de tiempo hasta que dicho aislamiento esta tan debilitado que solicitaciones no usuales tales como corto circuitos, ondas transientes de maniobra, rayos, etc. acaban con la vida del transformador.

Bajo condiciones normales de operación, un transformador de potencia debe tener una vida esperada de por lo menos 30 años por lo que su depreciación anual bajo estas condiciones será de:

$$\frac{100}{30} = 3.33 \% \text{ anual}$$

En la práctica los transformadores pueden operar

arriba o debajo de los valores nominales de placa, por lo que la forma en que se lo cargó depende mucho de las condiciones de servicio y del criterio que tengan los ingenieros de planificación.

Al construir una nueva subestación se escojen transformadores que tengan capacidades convenientes para una proyección futura de la carga que puede ser de 10 a 20 años, teniendo en cuenta diversos factores económicos como: costo de instalación, costo de las pérdidas, costo de la unidad en dólares por Kw y confiabilidad de servicio. El considerar un tiempo de vida teórico de 30 años satisface los requerimientos económicos de una empresa eléctrica.

La vida esperada total de un transformador considerando una pérdida de vida adicional puede ser calculada usando la siguiente ecuación :

$$E = \frac{n - p}{nr + 1} + p$$

Donde:

E: vida total esperada de un transformador en

años .

n: vida nominal de un transformador sin considerar pérdidas de vida adicionales. En este caso son  $n = 30$  años.

p: número de años que el transformador ha operado sin sobrecarga y en condiciones normales de operación (sin pérdida de vida adicional).

r: pérdida de vida adicional por año del transformador dada en por unidad que ocurre después de haber operado normalmente durante p años.

Por ejemplo, se desea calcular la vida esperada total de un transformador que ha operado en condiciones normales durante los diez primeros años, luego del cual se sobrecarga sosteniendo una pérdida de vida adicional de 2 % (0.02 p.u.) por año.

$$p = 10$$

$$n = 30$$

$$r = 0,02$$

La vida teórica que le espera a este transformador será:

$$E = \frac{30 - 10}{1 + 0.02 (30)} + 10 = 22.5 \text{ años}$$



### 3.7. EL GENERADOR A DIESEL COMO PARTE FUNDAMENTAL DE UN SISTEMA ELECTRICO Y SU SITUACION ACTUAL EN EL PAIS .

La energía eléctrica en los actuales momentos es considerada como la fuente principal de energía en el mundo, sea en el campo industrial, comercial o doméstico, por esto se requiere que el suministro se lo haga en forma permanente, puesto que de lo contrario la existencia de fallas e interrupciones trae muchos problemas al consumidor con las consecuencias agravantes durante el tiempo que dure la suspensión.

Esta situación produce la paralización de las máquinas y aparatos accionados y controlados eléctricamente; de ahí la importancia y funcionalidad de plantas eléctricas de emergencia, impulsadas por motores de combustión interna presentada como una alternativa de la generación hidroeléctrica.

En lo que respecta al cambio de generación eléctrica que se ha dado en nuestro país; de generación térmica a hidroeléctrica, ha originado que las

plantas eléctricas térmicas, incluyendo los grupos electrogénos a diesel caigan prácticamente en desuso.

Como en el país quedan aún zonas que carecen del servicio de energía eléctrica ya sean por que están lejanas o aisladas al paso del SNI, una de las funciones importantes que deben cumplir estos equipos actualmente, es el de que pasen a servir a estos lugares, para lo cual es importante que se cree un mecanismo para facilitar la compra venta de estos equipos entre empresas eléctricas.

Al respecto, a más de analizar en esta parte la vida útil de estos equipos y sus requerimientos para un funcionamiento aceptable, se presenta en el Capítulo Siete una regulación para facilitar la compra venta de estos equipos entre empresas eléctricas.

### 3.8 IMPORTANCIA DE LA PRESENCIA DE PLANTAS ELECTRICAS DE EMERGENCIA DENTRO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

Existen cuatro factores que permiten comprender la



importancia vital de los equipos citados:

1. **POR SITUACION GEOGRAFICA.**- La situación geográfica de algunos poblados que están muy lejanos del servicio de energía eléctrica ya sea del S.N.I. o de Empresas Eléctricas, hace menester la implantación de generadores eléctricos a través de grupos electrógenos como alternativa del servicio eléctrico normal.
2. **MEDIDAS DE SEGURIDAD PERSONAL.**- El incremento de la población concentrada en grandes ciudades y edificios altos, ha sido determinante para el consiguiente aumento de factores de seguridad personal, haciendo necesario el uso de equipos auxiliares de generación eléctrica en el sector residencial, en caso de ausencia de la energía normal debido a una falla o interrupción del servicio para realizar mantenimiento del sistema.
3. **NECESIDADES DE UNA FUENTE DE EMERGENCIA.**- Las instalaciones industriales o comerciales, requieren de más de una fuente de energía

eléctrica, con el fin de mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio a ciertas cargas que necesitan trabajar sin interrupción, debido a su característica especial del procesamiento del producto, podemos mencionar como ejemplo a la industria del acero.

4. **COSTO DE PERDIDAS POR INTERRUPCIONES.**—El costo de pérdidas producidas por interrupciones del servicio eléctrico en las instalaciones industriales o comerciales, llegará a ser en algunos casos muy considerables. Por tanto, es necesario para diseñar un sistema de distribución eléctrica conocer el costo que demandan las interrupciones y el tiempo crítico de paralización de un proceso.

### 3.9 SELECCION DE UN GENERADOR SEGUN EL TIPO Y TAMANO DE LA CARGA A SERVIRSE.

En general los grupos electrógenos los cuales están conformados por el alternador propiamente dicho impulsado por un motor de combustión interna se puede dividir en tres grupos, dependiendo del tipo

de motor impulsor.

- a. CON MOTOR A GASOLINA.- Son satisfactorios en instalaciones hasta 100 Kv. se caracterizan por su arranque rápido y bajo costo, comparados con los motores a diesel, presentan las desventajas de tener un alto costo de operación y grandes riesgos de peligro debido al almacenamiento y manipuleo de la gasolina.
  
- b. CON MOTOR A GAS NATURAL O GLP.- Tienen rangos de costos similares a los de gasolina, son disponibles hasta 600 Kw. tienen la característica de no ser muy contaminantes debido a la limpia combustión del gas. No son muy utilizados en nuestro medio.
  
- c. CON MOTOR A DIESEL.- El motor es más robusto y confiable que el motor a gasolina en ciclos de carga pesados, las unidades que operan a bajas revoluciones son más costosas, pero más aconsejables para una operación continua, el costo del combustible es menor y los riesgos de incendio y explosión son considerablemente

menores comparados con los motores a gasolina.

Se utilizan los motores a diesel para servir cargas que van desde los 100 KW. hasta los 7500 KW. generalmente.

De acuerdo a la carga a ser servida se escogerá el motor más apropiado, pudiéndose clasificar a estos según su velocidad en motores diesel rápidos, medios y lentos.

Los motores diesel rápidos tienen una relación peso/potencia relativamente baja, potencias específicas elevadas y dimensiones reducidas, su régimen máximo es superior a 1200 r.p.m., queman gas-oil ligero y de buena calidad, parecen las más apropiadas para el accionamiento de generadores eléctricos, ya que estos son tanto más económicos cuanto mayor sea su velocidad, pero dificultades de tipo técnico limitan la construcción de motores diesel rápidos a las medianas y pequeñas potencias.

Naturalmente, su utilización como máquina motriz

estará indicada en grupos electrógenos y en centrales auxiliares de pequeña potencia.

Los motores diesel medios son los que funcionan a un régimen comprendido entre 600 y 1000 r.p.m. y se utiliza en aplicaciones que se precisan potencias bastante elevadas y a la vez un valor relativamente bajo de la relación peso/potencia. Estos motores han de funcionar a plena potencia normal y a régimen mas bien constante durante largos periodos de tiempo y a la vez, han de poseer buenas características de duración.

Los motores diesel lentos son los más utilizados en centrales auxiliares de reserva y en general, en aplicaciones para las cuales la relación peso / potencia no tiene importancia fundamental. Su régimen de utilización va desde los 150 a 400 r.p.m., son bastante voluminosos y se construyen hasta potencias de 7500 kw.

Su funcionamiento a bajo número de revoluciones significa una larga duración mecánica, requisito de gran importancia para el empleo a plena potencia

normalmente durante largos periodos de tiempo.

Están adaptados para quemar combustibles líquidos pesados y de diversas características.

En lo sucesivo, haremos especial referencia a los motores diesel medios y rápidos que son de mediana y baja potencia. Son los más disponibles en nuestro país, tienen costos razonables, por lo que son más factibles para realizar transacciones mercantiles, objetivo de esta tesis.

Para una selección efectiva del tipo de generador, a más de las características de cada uno de los generadores dados anteriormente, es necesario fijarse en otros factores que influyen en los costos de los equipos.

1. Mayor vida útil del equipo
2. Incremento de capacidad
3. Tipo de carga a servir
4. Regulación del voltaje
5. Regulación de la frecuencia
6. Equipo libre de transientes electricos

7. Capacidad de sobrecarga temporal
8. Gran confiabilidad
9. disponibilidad de repuestos en el mercado
10. Operación sin exceso de contaminación

En el Ecuador los grupos electrógenos más utilizados son los CATERPILLAR y ONAN, debido a que son los más garantizados, proveen asistencia técnica para el mantenimiento y poseen gran stock de repuestos.

### 3.10 REQUERIMIENTOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS DIFERENTES SISTEMAS DE UN GENERADOR A DIESEL QUE TIENEN INCIDENCIA EN LA VIDA UTIL DEL MISMO

Una vez que se ha analizado las características de cada uno de los generadores a diesel con el fin de seleccionar adecuadamente el equipo según el tipo y tamaño de carga a servirse, es necesario también presentar algunas de las principales normas y requerimientos que deben cumplir las partes constitutivas más importantes del generador para que el equipo funcione satisfactoriamente.

Estos requerimientos o normas que empiezan desde

desde el momento del montaje hasta la operación misma del equipo con su consiguiente mantenimiento han sido obtenidos de la experiencia de firmas especializadas en estos equipos.

Dentro de los sistemas importantes que debe tenerse en cuenta, podemos mencionar:

- Base de soporte para la instalación.
- Aisladores de vibración.
- Sistema de enfriamiento.
- Sistema de escape; y,
- Sistema de lubricación.

### 3.10.1 Base de soporte para instalación.-

Las funciones principales que debe cumplir la base son:

- soportar el peso total del generador
- alineación entre el motor y generador
- aislación de las instalaciones adyacentes de las vibraciones producidas por el motor



y generador

- espacio suficiente para efectos de mantenimiento

Se utilizará para la base materiales apropiados en las capas respectivas incluyendo malla de hierro de resistencia apropiada según el peso de todo el equipo que incluye el peso propiamente de la máquina, el peso de los accesorios y el peso de todos los líquidos tales como refrigerante, aceite y combustible.

En suma, la base debe ser diseñada para soportar un 125% aproximadamente del peso total, evitando de esta manera desviaciones y reacciones por el par motor.

La Figura 3.2 muestra la composición y disposición de las capas que conforman la base de soporte.

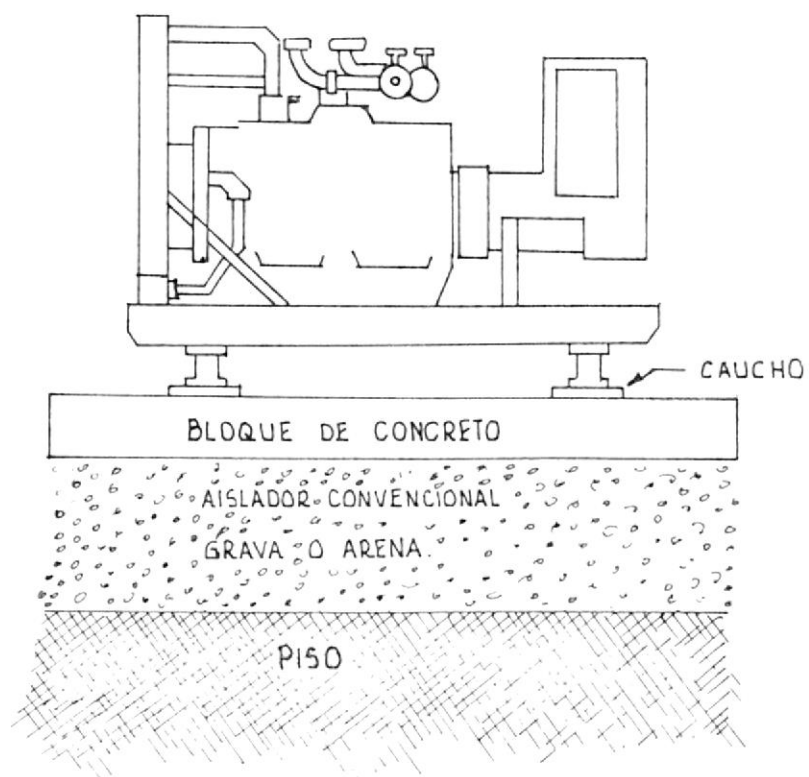


FIG 3.2 CONFORMACION DE LA BASE DE SOPORTE DEL MOTOR-GENERADOR.

### 3.10.2 Aisladores de vibración

Durante la operación de un grupo electrógeno se presenta vibraciones debido a varios esfuerzos como: reacciones de par, fuerzas de la combustión, rigidez, tolerancias en la fabricación de las piezas que giran, lo que producen fuerzas desequilibradas, creando condiciones indeseables tales como excesivo ruido, altos niveles de esfuerzos y roturas en las piezas del motor o generador.

Puede presentarse las vibraciones por dos causas: la primera por vibraciones autoinducidas, y la segunda por vibraciones producidas por máquinas motrices adyacentes, este es el caso de un generador de reserva que es utilizado solamente cuando haya ausencia de la energía normal.

Un buen sistema de aislación acortará la pérdida de vida útil del equipo. Para este efecto los fabricantes recomiendan usar caucho delgado para reducir al mínimo la

tendencia del grupo a desgastar su superficie.

Existen dos alternativas para la aislación de la vibración: con aisladores prefabricados y aisladores convencionales conformados con material a granel.

De los aisladores prefabricados, los de resorte de acero son los más eficaces, obteniéndose una aislación de hasta el 96% de las vibraciones, éstos se colocan entre el equipo y la superficie de soporte. Si se le agrega una capa de caucho se logra atenuar el ruido excesivo.

Los aisladores convencionales están conformados por una capa de grava o arena mojada, situados entre el piso y la superficie de apoyo. Esto impedirá que la vibración pase del bloque de concreto al piso.

Con los materiales antes mencionados se puede reducir las vibraciones desde un 33% hasta un

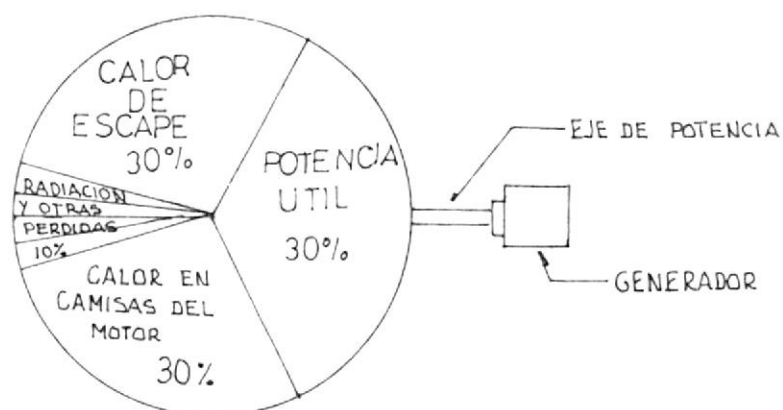
50%, para lo cual deberá apisonarse bien antes de volcar el concreto que constituye la superficie de apoyo.

En la FIGURA 3.2 se muestra la disposición de las capas que conforman el sistema de aislación convencional y los aisladores de caucho.

### 3.10.3 Sistema de enfriamiento

Debido a las altas temperaturas que se producen dentro de los cilindros la eficiencia de un motor de combustión interna es relativamente baja, es así que sólo se recoge el 30% de potencia útil la cual será transferida al generador. Presentamos a continuación un gráfico representativo del aprovechamiento del combustible.

FIGURA 3.3. PORCENTAJES DE PERDIDAS Y ENERGIA APROVECHABLE EN UN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA.



Como se puede observar del gráfico, un 10% se transmite al aire circundante, mientras que el 30% de la energía se consume en forma de calor con los gases de escape, otro 30% de energía se disipa en el sistema de refrigeración del motor, quedando apenas un 30% de energía aprovechable que se convierte en energía eléctrica.

El objetivo del enfriamiento (por agua para motores a diesel) es mantener dentro de los límites normales de temperatura, las diferentes partes de un motor, las cuales

durante su operación están sujetas a un incremento de temperatura a causa de:

- a. la energía calorífica, producto de la combustión; y
- b. la fricción de las piezas en contacto.

Manteniendo la temperatura dentro de límites normales, se evita que:

- a. Se reduzca la resistencia mecánica de sus elementos
- b. Se produzca una dilatación excesiva de las piezas cuya superficies están en rozamiento entre sí, lo cual reduciría la tolerancia de huelgo (claro) entre ellos y se fundirían los mismos.

Entonces las ventajas que se consiguen con un buen sistema de enfriamiento son:

1. Mantener la película de aceite entre pistón y cilindro.
2. que las dimensiones de los elementos sometidos al calor no sufran variaciones excesivas.
3. Que la resistencia mecánica de los metales de las que están compuestas las piezas se mantengan dentro de los límites aceptables.

En lo que respecta a la ventilación exterior, ésta depende de la circulación natural del aire, por lo que es necesario que haya gran escape para entrada y salida de aire, evitando a la vez que el aire caliente permanezca en el cuarto de máquinas.

#### 3.10.4 Sistema de escape

Los gases producto de la combustión representan un peligro mortal para los seres humanos, por lo que es necesario una



planificación adecuada para el desfogue total de esos gases.

El sistema de escape está conformado por una serie de elementos por los cuales circulan los gases de escape del motor.

Las funciones principales de un sistema de escape son:

- amortiguar los ruidos de escape
- extinguir las chispas y otros materiales sólidos de los gases de escape

Un sistema de escape se considera bueno si el largo equivalente máximo de la tubería de escape no excede de los límites de contrapresión y al mismo tiempo trate de que la expulsión se lo haga lo más apartado posible.

### 3.10.5 Sistema de lubricación

La lubricación es otro de los factores más importantes para la operación satisfactoria de los motores diesel. El fluido que permite la lubricación es el aceite lubricante.

Las funciones de un aceite lubricantes son:

- a. Lubricar las partes móviles y fijas del motor
- b. Reducir el desgaste de las piezas en movimiento
- c. Reducir la pérdida de potencia por fricción
- d. Refrigerar o enfriar las partes internas al absorber el calor de las partes en rozamiento
- e. Amortiguar los golpes metálicos

- f. Sellar las partes que requieren un cierre hermético
- g. Arrastrar partículas extrañas hasta que éstas alcancen los filtros y se depositen en ellos.

Los requisitos que deben llenar un lubricante son:

- a. La película de aceite debe ser mantenida bajo todas las condiciones de operación
- b. La película de aceite debe ser de suficiente espesor
- c. La temperatura lograda durante la operación debe ser limitada
- d. El aceite debe quedar estable bajo la acción de factores externos y de temperatura cambiante
- e. El aceite no debe corroer las superficies metálicas

Las tensiones y temperaturas elevadas en los cilindros, así como las grandes cargas y velocidades de los motores usados hoy en día, hace que los requisitos de un aceite lubricante sean de un cuidado un poco mayor.

Para satisfacer estos requisitos se han elaborado aditivos para los aceites lubricantes, entre los más importantes podemos mencionar:

- a. antioxidantes
- b. anticorrosivos
- c. antidispersantes (eliminadores de espuma)
- d. antidesgaste
- e. dispersantes (mantienen en suspensión las pequeñas partículas de suciedad)
- f. detergentes (limpiadores y eliminadores de depósitos de carbón)

h. Mejoradores del índice de viscosidad (aumentando la resistencia del aceite en las variaciones de temperatura, manteniendo su viscosidad).

Sin embargo debido a su trabajo orientado a mantener el aceite en excelentes condiciones, estos aditivos decrecen gradualmente en el aceite, haciendo que con el tiempo el aceite disminuya su capacidad de resistencia a la oxidación. En este momento es cuando se hace imprescindible cambiar el aceite por uno nuevo y puro.

En conclusión, es recomendable tanto en el caso de los aceites como de las grasas, pedir consejos, tablas, curvas y datos técnicos a los fabricantes de estos compuestos, para así asegurarnos que estamos usando el aceite o grasa adecuados para nuestras necesidades y por último tener bien presente que el correcto uso de ellos nos representa una vida más larga del motor, sus mecanismos y piezas.

Del análisis realizado para los grupos electrógenos, podemos decir que la vida útil que tengan estos equipos depende básicamente de dos factores.

- Una correcta selección del grupo para el tipo y tamaño de carga a servir; y,
- Un adecuado proceso de mantenimiento durante su vida de servicio.

De todas maneras se han construído tablas de vida útil promedio para estos equipos, como las emitidas por INECEL, mostradas en el anexo D.

## CAPITULO IV

### METODOS DE DEPRECIACION PARA EQUIPOS ELECTRICOS

#### 4.1 HISTORIA, DEFINICION DE DEPRECIACION Y OTROS CONCEPTOS.

Para efectuar la valuación de los bienes e instalaciones, un valuador necesariamente debe estimar la depreciación, puesto que ésta representa una pérdida de valor por efectos del uso, desgaste, tiempo y otros factores que directa o indirectamente ocasionan una reducción de la eficiencia y por tanto del valor de los bienes e instalaciones.

Etimológicamente la palabra depreciación encierra una idea de reducción de precio o valor, puesto que está constituido del prefijo "de" = abajo, y por "pretium" = precio.

El conocimiento de la naturaleza de la depreciación data de fecha relativamente reciente. Hasta 1902 se confundía mantenimiento con depreciación; en 1909 la Suprema Corte de los Estados Unidos falló definitivamente que LA DEPRECIACION ES UNA VERDADERA PERDIDA DE VALOR, QUE NO PUEDE SER RECUPERADA MEDIANTE EL MANTENIMIENTO SINO QUE DEBE SER DEDUCIDA PARA DETERMINAR EL VALOR PRESENTE, Y QUE EL PROPIETARIO DEBE RECUPERAR DE LAS RENTAS ANUALES CORRIENTES ANTES DE DEDUCIR NINGUNA GANANCIA NETA.

Una vez comprendida la realidad de la existencia de la depreciación, las primeras tentativas para estimar la depreciación la realizaron contadores sin conocimientos técnicos de las propiedades industriales, aplicando el método directo del porcentaje fijo del valor nuevo y observando el estado de las unidades de la propiedad.

Desde 1910 las cortes han establecido claramente el principio legal de que la depreciación efectiva debe ser determinada por INGENIEROS, aún cuando hay aspectos en que puede ser provechosa la colaboración



de profesionales contadores.

Hay muchos autores que al tratar cuestiones industriales, de maquinaria y equipos específicamente, han intentado dar definiciones propias acerca de la depreciación; veamos algunas:

MARSTON Y AGG ("ENGINEERING VALUATION"), dice que "La depreciación de un bien es la pérdida de valor que ha experimentado durante su servicio hasta la fecha, pérdida que se debe a la disminución que desde su adquisición sufre el valor actual de sus probables utilidades futuras de explotación".

KIMBALL ("PRINCIPIOS DE ORGANIZACION INDUSTRIAL"), explica cómo está constituido el activo de una empresa industrial y cuáles de sus elementos están experimentando pérdidas en su valor, bien sea por acción de los agentes naturales, o como consecuencia de su desgaste natural.

CELIO VEGA, en su texto "INGENIERIA ECONOMICA", resume su concepto expresando que la depreciación es

el proceso por el cual un activo disminuye su valor y utilidad con el uso y con el tiempo.

En los análisis hechos por la Superintendencia de Compañías del Ecuador, al dar su concepto sobre ACTIVOS FIJOS, promulga que todos los ACTIVOS FIJOS, excepto los terrenos, están sujetos a depreciación, mediante el cual su costo de adquisición se va incorporando a la producción de bienes o a la prestación de servicios, quedando al final de su vida útil un valor residual o de salvamento.

#### 4.2 FACTORES DE LA DEPRECIACION

El grado de depreciación de una instalación o una unidad industrial está determinado por muchos factores, cuyos efectos en la mayoría de los casos, se desconoce, al momento de montaje de una instalación.

Las principales causas de depreciación, pueden ser:

- 1.- Destrucción física de los activos por el uso,

condición de operación o accidente.

- 2.- Extinción o agotamiento.
- 3.- Desarrollo de mejores técnicas de producción; esto significa que aparecen equipos que efectúan la misma operación pero con menores costos, o que su producción es de mejor calidad.

Se podría incluir también los siguientes factores no anotados, que a veces inciden también en la vida de los equipos:

- envejecimiento
- negligencia

Entendiéndose por envejecimiento, los resultados de las reacciones químicas, acumulación de polvo, torceduras, enmohecimiento, etc., ya sea que el activo se encuentre en uso u ocioso.

Negligencia es la omisión de mantener o conservar en buen estado el activo o usarlo en condiciones

desfavorables.

De lo explicado, se puede observar que la depreciación es un desgaste de los equipos que representan un costo tan real como cualquier otro para la empresa, y es por esta razón que el fisco reconoce los costos de depreciación como un elemento deductivo para el pago del impuesto a la renta, sobre el capital de la empresa.

Sin embargo en la práctica el costo de depreciación se diferencia de otros costos por dos particularidades.

1. Es muy difícil cuantificar el desgaste o depreciación de los equipos y por lo tanto el costo real de la depreciación.
2. Los costos de depreciación aunque son reales, no representan desembolso alguno de dinero a la empresa, ya que no existe ningún agente físico que cobre los costos de depreciación como sucede con otros costos, como la mano de obra por ejemplo, y es por esta razón que aunque el

objetivo de los gastos de depreciación es generar fondos para reemplazar los equipos cuando éstos sean desechados, en la realidad, las empresas no guardan los fondos de depreciación en ninguna parte; sino que éstos están distribuidos en inversiones en toda la empresa, generando utilidades como cualquier otro recurso.

Respecto al primer punto; esto es, la dificultad de conocer el verdadero costo de la depreciación, el FISCO, así como también INECEL lo resuelve de manera sencilla utilizando algún método contable tal como el de la depreciación en línea recta, que consiste en suponer que el activo o equipo se desgasta uniformemente a través de un cierto periodo, el cual es calculado en base a la experiencia y seguimiento del proceso de vida útil de cada uno de los equipos.

Los costos así determinados si bien son simples de calcular, pueden ser alejados de la realidad, razón por la cual es menester desarrollar métodos que aunque no sean muy sencillos, sean

algo aproximados a la realidad económica. Es decir, que tomen en consideración factores como costo de capital, inflación, vida útil, etc., lo que a la postre servirá para que los ejecutivos de la empresa tomen decisiones correctas.

#### 4.3 TERMINOS UTILIZADOS EN LA DEPRECIACION

La experiencia de muchos años en el campo de la valuación oficialmente utilizada ha establecido que las pérdidas de valor por depreciación deben siempre deducirse al determinar el justo precio de los equipos u otros activos de una industria. El justo precio presente es siempre igual al valor depreciado presente (valor nuevo menos depreciación en la fecha del avalúo).

##### VALOR RESIDUAL

El valor residual es el valor neto que puede obtenerse de un activo que ha salido de servicio después de considerarse el costo de remoción y venta, el valor residual más elevado de una unidad

industrial se obtiene cuando se lo pueda vender para uso posterior, como cuando un generador puede ser vendido para usarlo en otra parte.

El valor residual a menudo es nulo, pudiendo a veces ser negativo.

#### VALOR DE DESECHO

Es el valor neto de la unidad industrial desechada o desarmada que servirá exclusivamente como materia prima. Puede ser vendida íntegra o desarmada en piezas, en la forma más conveniente para su remoción.

Puede verse que el valor de desecho es un tipo de valor residual

#### VALOR DEPRECIABLE

Es el valor neto a depreciarse, podemos distinguir

entre valor depreciable nuevo, que no es sino la diferencia entre el valor nuevo y el residual; y el valor depreciable presente que viene a ser el valor total depreciable que resta a la fecha de valuación.

#### 4.4 METODOS DE DEPRECIACION

Para el análisis de la depreciación, se consideran en general dos métodos, los cuales difieren por su estructura y parámetros a tomarse en consideración. Estos dos métodos son: Método de Depreciación Contable y Método de Depreciación Económica, los cuales los analizaremos a continuación:

##### 4.4.1 Métodos de depreciación contables

Son aplicados de acuerdo a la legislación contable vigente y se caracterizan por ser:

- a. Simples de aplicar
- b. No tomar en cuenta los costos financieros de los activos ni la erosión monetaria o



inflación.

- c. Asumir la vida económica de los activos o el período de depreciación, de acuerdo a normas establecidas.
- d. Los valores calculados de depreciación son en moneda corriente.

Existen numerosos métodos de depreciación contable, aquí describiremos los más conocidos que son:

- Depreciación en línea recta.
- Depreciación por horas de funcionamiento.
- Depreciación por unidad de producción.
- Depreciación a tasa constante; y ,
- Depreciación por suma de dígitos decrecientes.

#### 4.4.1.1 Depreciación en línea recta

Este método consiste en tomar en cada año para el activo considerado, un valor de depreciación constante. Sea  $V_0$  el valor inicial del activo que incluye los costos de la maquinaria, del transporte y de la instalación,  $n$  incluye los años de vida útil y  $V_r$  el valor residual o valor neto estimado de reventa del activo menos los costos de desmantelamiento.

De este modo se tiene que la depreciación es:

$$d = \frac{V_0 - V_r}{n} \quad (4.4.1)$$

Generalmente la vida útil media se reestima de tiempo en tiempo como lo exijan los hechos de la vida de

servicio, de manera que la estimación final es la vida efectiva de la unidad.

Se hacen los ajustes necesarios a las cuotas anuales de depreciación, de manera que al final de la vida efectiva de servicio, la depreciación tiene su valor total correcto, es decir, equivale al valor nuevo menos el valor residual.

Cabe indicar que este método utilizan diversas instituciones en nuestro país como : INECEL el FISCO, la Superintendencia de Compañías, entre otras.

El análisis de este método lo completaremos con un ejemplo:

Los costos de maquinaria, transporte e instalación de un

generador a diesel de 500 kw que se inaugura este año, son de S/. 20'000.000,00, si la vida útil se estima en 15 años, se pide calcular el monto de la depreciación anual, si el valor de la reventa es de S/. 500.000,00.

$$V_0 = 20'000.000$$

$$N = 15 \text{ años}$$

$$V_r = 500.000$$

Por lo tanto, de acuerdo a (4.4.1), la depreciación es:

$$d = \frac{V_0 - V_r}{n} = \frac{20'000.000 - 500.000}{15}$$

$$d = 1'300.000/\text{año} \quad (\text{en moneda corriente})$$

En igual forma el porcentaje de depreciación anual es igual para todo el período de vida útil, el cual es:

$$\frac{100\%}{15} = 6.67\%$$

#### 4.4.1.2 Depreciación por horas de funcionamiento

Es un método muy semejante al directo o lineal, se diferencian en que la base para computar la depreciación no está dada en días, meses o años, sino en horas de funcionamiento. Podemos aclarar este método con un ejemplo:

Un generador a diesel de 150 Kw, trifásico, que tiene un costo de origen de S/. 12'000.000, con un valor residual de S/. 550.000,00 al cabo de 15 años de vida útil, se considera que las horas de funcionamiento que rendirá en toda su vida útil es de 60.000 horas.

La TABLA 4.4.1 muestra año por año

TABLA No. 4.4.1

VALORES ANUALES DE DEPRECIACION OBTENIDO POR EL METODO  
HORAS DE FUNCIONAMIENTO

Años	Horas funcionam. Hs	% de Deprec. Anual %	Deprec. Anual S/.	Valor Actual del Equipo S/.	Deprec Total Acumulada S/.
0	0	0.00	0.00	12,000,000.00	0.00
1	3,820	6.37	728,983.33	11,271,016.67	728,983.33
2	4,040	6.73	770,966.67	10,500,050.00	1,499,950.00
3	3,970	6.62	757,608.33	9,742,441.67	2,257,558.33
4	3,900	6.50	744,250.00	8,998,191.67	3,001,808.33
5	4,720	7.87	900,733.33	8,097,458.33	3,902,541.67
6	4,250	7.08	811,041.67	7,286,416.67	4,713,583.33
7	4,510	7.52	860,658.33	6,425,758.33	5,574,241.67
8	4,200	7.00	801,500.00	5,624,258.33	6,375,741.67
9	3,560	5.93	679,366.67	4,944,891.67	7,055,108.33
10	3,870	6.45	738,525.00	4,206,366.67	7,793,633.33
11	4,100	6.83	782,416.67	3,423,950.00	8,576,050.00
12	3,950	6.58	753,791.67	2,670,158.33	9,329,841.67
13	3,870	6.45	738,525.00	1,931,633.33	10,068,366.67
14	3,740	6.23	713,716.67	1,217,916.67	10,782,083.33
15	3,500	5.83	667,916.67	550,000.00	11,450,000.00

las horas de funcionamiento del generador, obteniéndose de ello su porcentaje de depreciación, valores por año y la depreciación acumulada, hasta el final de su vida útil.

Este método es aconsejable para equipos o maquinaria que tienen un funcionamiento normal y continuo. Debe ser también factible contabilizar las horas de funcionamiento.

#### 4.4.1.3 Depreciación por unidad de producción

Este es un método semejante al anterior, se diferencia en que la base para computar la depreciación no se da en horas de funcionamiento, sino que se contabilizan las unidades producidas por el bien depreciado.

Resultaría este método aconsejable en empresas que explotan bienes agotables, como ocurre con ciertas empresas de explotación de minas de carbón o yacimientos petrolíferos .

Como ejemplo de estos bienes podemos citar al Oleoducto que sirve para el transporte del petróleo.

No efectuaremos un ejemplo , de aplicación por cuanto no tienen el carácter requerido para nuestro propósito

#### 4.4.1.4 Depreciación por suma de dígitos decrecientes

Sea  $V_0$  el valor inicial de un equipo,  $n$  el número de años de vida útil y  $V_r$  el valor residual; si  $A$  es el monto de la depreciación por



año (k), se tiene que:

$$A_k = \frac{(n - k + 1)}{S} \cdot (V_0 - V_r)$$

Donde S es la suma de los dígitos:

$$S = \frac{n \cdot (n + 1)}{2}$$

Para mayor aclaración de este método, analizaremos un ejemplo:

El costo de un equipo a instalarse en el presente año asciende a S/.400.000,00. Si el periodo de vida útil se estima en 15 años, se pide calcular la depreciación anual utilizando el método de la suma de dígitos decrecientes, sabiendo que el valor residual es de S/.50.000,00.

$$V_0 = 400.000 \quad n = 15 \quad V_r = 50.000$$

El desarrollo del ejercicio se muestra en la TABLA 4.4.2.

Por ejemplo para el quinto año de servicio el monto de la depreciación será:

$$k=5$$

$$s = \frac{n \cdot (n+1)}{2} = \frac{15 \cdot (15+1)}{2} = 120$$

Luego:

$$A_5 = \frac{(15-5+1)}{120} \cdot (400.000 - 50.000)$$

$$A_5 = 32.083,30 \text{ Sucres}$$

Observando la TABLA 4.4.2. vemos :  
que al ser la depreciación decreciente es posible ajustar al costo total, los costos de mantenimiento del equipo que a su vez son crecientes.

#### 4.4.1.5 Depreciación a tasa constante

Este método supone que un activo pierde cada año un porcentaje constante de su valor

TABLA 4.4.2

VALORES ANUALES DE DEPRECIACION OBTENIDOS POR EL METODO  
DE DIGITOS DECRECIENTES

ANO F	DEPRECIACION	% DE DEPRECIACION
1	43.750,00	12,50
2	40.833,30	11,70
3	37.916,70	10,80
4	35.000,00	10,00
5	32.083,30	9,16
6	29.166,70	8,33
7	26.250,00	7,50
8	23.333,30	6,67
9	20.416,70	5,83
10	17.500,00	5,00
11	14.583,30	4,16
12	11.666,70	3,33
13	8.750,00	2,50
14	5.833,30	1,67
15	2.916,70	0,83

contabilizado, o no depreciado al principio de cada año.

Para poder aplicar este método de manera exacta, es necesario estimar un valor residual diferente de cero de los equipos al final de la vida útil.

Sean:

$V_0$  = valor inicial del equipo a instalar.

$V_r$  = valor residual

$n$  = vida útil en años del equipo

Si  $\theta$  es la tasa constante de depreciación anual del equipo, se tiene que:

$$V_r = V_0 \cdot (1 - \theta)^n \quad (4.4.4)$$

$$\theta = 1 - \left( \frac{V_n}{V_0} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (4.4.5)$$

Por lo tanto, la depreciación del año  $K$  es:

$$A_k = \theta \cdot V_{k-1} \quad (4.4.6)$$

donde  $V_{k-1}$  es el valor no depreciado del activo, al finalizar el año  $k-1$ , es decir:

$$V_k = V_{k-1} - A_k \quad (4.4.7)$$

Este método lo ilustraremos en el siguiente ejemplo:

El costo de un equipo se estima en S/. 12'000.000,00; si la vida

económica se estima en 15 años, se pide calcular la depreciación anual de este equipo si se estima que su valor individual al finalizar el octavo año será de S/. 550.000,00.

Datos:  $V_0 = 12'000.000$   
 $V_r = 550.000$   
 $n = 15$  años

Utilizando (4.4.5) para determinar  $\theta$  se tiene que:

$$\theta = 1 - \left[ \frac{550.000}{12'000.000} \right]^{\frac{1}{15}} = 0.293$$

$$\Rightarrow \theta = 18.58\%$$

Utilizando la fórmula (4.4.6) construimos la TABLA 4.4.3., que corresponde a las depreciaciones.

Como se podrá notar, con este método se obtiene una depreciación

declinante, lo que compensa los costos crecientes del mantenimiento del equipo. Obsérvese también que al finalizar el último año el valor del activo es justamente el valor residual (550.000) como se muestra en la TABLA 4.4.3.

TABLA 4.4.3

VALORES ANUALES DE DEPRECIACION OBTENIDOS POR EL METODO  
A TASA CONSTANTE

ANOS	AK S/.	Vk S/.	% DE DEPRECIACION
1	2'229.278	9'770.722	19.47
2	1'815.138	7'955.585	15.85
3	1'477.934	6'475.651	12.91
4	1'203.373	5'274.277	10.51
5	979.819	4'294.458	8.56
6	797.795	3'496.663	6.97
7	649.586	2'847.077	5.67
8	528.910	2'318.167	4.62
9	430.653	1'867.514	3.76
10	350.649	1'536.864	3.06
11	285.500	1'251.356	2.49
12	232.468	1'018.888	2.03
13	189.282	829.606	1.65
14	154.118	675.487	1.35
15	125.487	550.000	1.10



BIBLIOTECA NACIONAL DE CHILE



Antes de entrar al análisis del método de depreciación económica (4.6) es preciso revisar primeramente ciertos conceptos que nos serán de mucha ayuda para la comprensión de dicho tópico.

#### 4.5 LA ACTUALIZACION.

La actualización es la preferencia por poseer un bien económico en el presente, que en una fecha futura; con el fin de eludir factores tales como la inflación, la tasa de interés, etc. Es por esta razón que los métodos de evaluación de inversiones en proyectos a largo y mediano plazo que contemplan la actualización son más eficaces y realistas que aquellos métodos que hacen caso omiso a este fenómeno.

Entre los conceptos más importantes que vamos a discutir en esta parte son: la tasa de actualización en valores constantes en el cual no se toma en cuenta la inflación del bien en cuestión y la tasa de actualización en valores corrientes en el que se considera el efecto de la inflación general.

4.5.1 Tasa de actualización en valores corrientes y valores constantes.

El hecho de que se prefiera recibir una cierta suma de dinero ahora que en una fecha próxima, implica la existencia de una tasa de actualización y que mide en cierto modo la preferencia del presente sobre el futuro. Así, por ejemplo si se nos presenta la oportunidad de recibir S/. 100 hoy o S/.100 dentro de un año; evidentemente que escogeríamos recibir hoy.

Si nos proponen recibir S/.95,00 hoy S/.100,00 dentro de un año, aún preferiríamos recibir hoy los S/.95,00. Sin embargo habría una cierta suma a recibirse hoy, a partir de la cual elegiríamos tomar los S/. 100,00 dentro de un año y suponiendo que en nuestro ejemplo ese valor fuese S/.90,00 entonces diremos que la preferencia del presente, para el futuro nos cuesta S/.10,00; que la tasa de actualización es el 11% y que el valor actual de los S/.100,00 que van a recibirse

dentro de un año es de S/.90,00.

Como podrá notarse, la tasa de actualización es la tasa de descuento con la cual descontamos una suma que podría recibirse en el futuro, para obtenerse una suma equivalente que podría recibirse hoy.

Antes de continuar, hemos de notar que el concepto de actualización llamado también costo de capital, no sólo es aplicable al dinero, sino también que puede aplicarse a cualquier otro bien económico y es así como se puede hablar de producción actualizada de cualquier activo, como equipos eléctricos o de otra índole.

Normalmente las tasas de actualización son positivas y uniformes, sin embargo puede presentarse casos de tasas que pueden ser negativas o que no son uniformes en el tiempo.

Sea  $V_n$  el valor futuro correspondiente al

año  $n$  y  $V_0$  el valor actual de  $V_n$ . Si  $r$  es la tasa de actualización expresada en tanto por uno anual se tiene que:

$$V_0 = \frac{V_n}{(1+r)^n} \quad (4.5.1)$$

#### 4.5.2 Precios corrientes y constantes

Supongamos que el precio a pagarse por un equipo dentro de 5 años fuese de \$/.5000,00, y que la tasa general de inflación  $d$  fuese uniforme durante el periodo considerado, e igual al 10% anual, entonces, el precio corriente o nominal de ese equipo al cabo de 5 años será \$/.5000,00 y es el que constaría en la factura de ese año. En cambio el precio constante en sucres de ese año será:

$$\frac{5000}{(1+0.1)^5} = 3105$$

Generalizando, tenemos que si  $P_n$  es el precio en sucres corrientes al año  $n$  y si  $P_0$  es el precio constante o precio real en sucres de este año, se tiene que:

$$P_0 = \frac{P_n}{(1+d)^n} \quad (4.5.2.)$$

Donde  $d$  es la tasa general de inflación.

En la práctica ocurre que la tasa general de inflación  $d^*$  -que es una tasa promedia- pueden ser menor, igual o mayor que la tasa de inflación  $d'$  del sector particular al cual pertenece el bien en cuestión. Si  $d < d'$  entonces se dice que el precio del bien aumenta anualmente  $(d'-d)\%$  aproximadamente en valores constantes. Si  $d=d'$  el precio del bien no aumenta en valores constantes y si  $d' < d$  se dice que el precio del bien disminuye anualmente en términos o valores constantes  $(d-d')\%$  aproximadamente.

De acuerdo a este análisis, el precio de un producto bien puede aumentar en valores corrientes, pero disminuir en valores constantes.

Así por ejemplo si el precio de nuestro equipo eléctrico aumenta el 5% anual en términos corrientes, pero, si la inflación general es del 8% anual, entonces el precio de dicho equipo en términos constantes disminuirá aproximadamente el 3% anual.

Para concluir este análisis consideremos el siguiente ejemplo ilustrativo.

El precio actual de un transformador de 225 KVA trifásico es de US\$ 4.750,00. Si se estima que en los próximos 5 años este precio va a aumentar al 3% anual en términos constantes y que la inflación general será del 6% anual; se pide determinar el precio en dólares corrientes y en dólares constantes referidos al presente año.

Solución:

Sean:

$P_0$ : precio del presente año;

$P_0 = \text{US\$ } 4.750,00.$

$A$ : tasa de crecimiento del precio del transformador en dólares constantes.

$d$ : tasa de inflación promedio.

$d'$ : tasa de crecimiento del precio del transformador en dólares corrientes.

$p'$ : precio en dólares corrientes del año  $k$ .

$p$ : precio constante del año  $k$ , referido al presente año.

Entonces se tiene que:

$$p = p_0 (1+A)^k \quad (4.5.3)$$



$$p = 4.750 (1.03)^k$$

Puede considerarse que:  $1+d^2 = (1+A) \cdot (1+d)$

igualmente :  $a.d \approx 0$

$$\Rightarrow d^2 = A+d$$

$$d^2 = 0.03 + 0.06 = 0.09$$

$$Pk^2 = P_0(1+d^2)^k$$

$$Pk^2 = 4750(1.09)^k$$

Utilizando estas expresiones construimos la  
TABLA 4.5.1, mostrada a continuación:



TABLA 4.5.1

Año	Precio Constante Referido al año 0	Precio Corriente
0	4750	4750
1	4892.5	5177.5
2	5039.3	5643.5
3	5190.4	6151.4
4	5346.2	6705.0
5	5506.5	7308.5

De acuerdo a lo que se ha visto en el párrafo anterior; cuando se actualice un valor que esté expresado en términos constantes, se debe utilizar una tasa de actualización en valores constantes y cuando ese valor venga expresado en términos corrientes, se utilizará una tasa de actualización en valores corrientes.

#### 4.6 METODO DE DEPRECIACION ECONOMICA

El análisis de este método lo realizaremos estudiando un problema general de depreciación económica, que incluye la tasa de actualización y la tasa de inflación general.

Este problema de depreciación económica puede plantearse como sigue:

Supongamos que hoy se invierte en un equipo un valor  $V_0$  y que cálculos económicos estiman que la vida útil de este equipo será de  $n$  años, al final de la cual se estima que se lo venderá a un valor residual neto  $V_r$  en moneda constante. Si se estima que la tasa de actualización en moneda constante de la empresa es  $r\%$ , se pide determinar la depreciación anual económica  $A_k$  en valores corrientes, asumiendo que la tasa general de inflación durante el período será uniforme e igual a  $d\%$  anual.

El valor de la depreciación deberá permitir generar fondos tanto para reemplazar el equipo al nuevo precio, como para remunerar el capital invertido al

r% anual, en caso de que dicho capital haya sido prestado para la adquisición del equipo.

Para resolver este problema consideraremos que los precios constantes del equipo no cambian, situación que más a menudo se da en nuestro medio, puesto que las empresas para fijar los precios de sus bienes ya sean fabricados o ensamblados, tienen como principal parámetro la tasa general de inflación.

Existen varios métodos, pero todos ellos deben cumplir las siguientes ecuaciones básicas:

- en moneda constante

$$\sum_{k=1}^n \frac{A_k}{(1+r)^k} = V_0 - \frac{V_r}{(1+r)^n} \quad (4.6.1)$$

Donde  $A_k$ ,  $V_0$  y  $V_r$  son: la depreciación anual, el valor del equipo y el valor residual en moneda constante, respectivamente.

En moneda corriente

$$\sum_{k=1}^n \frac{A'_k}{[(1+r)(1+d)]^k} = \frac{V_0}{(1+d)^n} - \frac{V'_r}{[(1+r)(1+d)]^n} \quad (4.6.2)$$

Donde  $A'_k$ ,  $V'_0$  y  $V'_r$  son la amortización, el valor del equipo y el valor residual en moneda corriente respectivamente:

Relacionando las fórmulas (4.6.1) y (4.6.2) podemos ver que:

$$V'_0 = V_0 (1+d)^n \quad ; \quad V'_r = V_r (1+d)^n$$

En las mismas fórmulas (4.6.1) y (4.6.2), encontramos que los sumatorios no son sino los valores actualizados de las depreciaciones anuales; por tanto los sumatorios son iguales y de allí que las dos fórmulas son equivalentes. Por lo que es suficiente conocer  $A_k$  para determinar  $A'_k$  o viceversa, para lo cual se utiliza la siguiente expresión:

$$A^*k = Ak (1+d)^k \quad (4.6.3)$$

El término  $V_0' = V_0 (1+d)^n$ , no es sino, el precio del nuevo equipo en moneda corriente, al cabo de  $n$  años cuando haya que reemplazar el equipo actual; en cambio  $V_0$  es el precio actual del equipo reemplazante, es decir el que tuviéramos que pagar si ahora lo compráramos. Por otro lado, el término  $V^*r$  es el valor al cabo de  $n$  años de la reventa del equipo actual.

El término  $(1+r)$  permite remunerar el capital invertido que puede ser equivalente en cierto modo, a pagar los intereses en el caso de que el dinero necesario para la inversión haya sido tomado prestado al  $r\%$  de interés anual.

El término  $(1+d)$  permite generar fondos para cubrir la inflación general de los precios.

Finalmente consideramos que los valores  $A_k$  pueden ser cualesquiera a condición de que cumplan la ecuación (4.6.1). Particularmente pueden ser

crecientes o decrecientes y su cálculo resulta relativamente fácil si los  $A_k$  obedecen a cierta ecuación sencilla por ejemplo de la forma:

$$A_k = A_0 \cdot e^{-\theta \cdot k} \quad \text{ó} \quad A_k = A_0 (1 + \theta)^{-k} \quad (4.6.4)$$

Donde arbitrariamente se puede escoger  $\theta$  y una vez hecho esto, calcular  $A_0$  a partir de la ecuación (4.6.1).

Un ejemplo de aplicación con este método de depreciación económica se presenta a continuación.

## EJEMPLO DEL METODO DE DEPRECIACION ECONOMICA.

Un generador a Diesel de 500 kw. es comprado hoy a un valor de 12 millones de sucres y que cálculos económicos estiman que la vida útil de este equipo será de 10 años, al final de lo cual estima que se lo venderá en un valor residual neto de 1 millón de sucres en moneda constante.

Se estima que la tasa de actualización en moneda constante de la empresa es del 23% (r%). Se pide determinar la depreciación anual económica  $A_k$  en valores corrientes, asumiendo que la tasa general de inflación es del 21% (d%) anual.

El valor de la depreciación deberá permitir generar fondos tanto para reemplazar el equipo al nuevo precio, como para remunerar el capital invertido anual (intereses).

DATOS: (en miles de sucres)

$$V_0 = 12,000$$

$$r = 23\% = 0.23$$

$$n = 10 \text{ años}$$

$$V_r = 1000$$

$d = 21\%$

Solución:

Como los costos de mantenimiento con el uso y con el tiempo son crecientes, será conveniente depreciaciones decrecientes con el fin de equilibrar los costos de producción.

Si suponemos que las depreciaciones anuales obedecen a la función:

$$A_k = \frac{A_0}{(1+\theta)^k}$$

donde  $\theta$  lo asumimos igual al 10% anual, y reemplazando en la ecuación (4.6.1) la cual es:

$$\sum_{k=1}^n \frac{A_k}{(1+r)^k} = V_0 - \frac{V_r}{(1+r)^k}$$



obtendremos:

$$\sum_{k=1}^{10} \frac{A_0}{(1+0.23)^k (1+0.1)^k} = 12.000 - \frac{1.000}{(1+0.23)^k}$$

$$\sum_{k=1}^{10} \frac{A_0}{(1.353)^k} = 12.000 - \frac{1.000}{(1.23)^{10}}$$

desarrollando el sumatorio obtenemos:

$$A_0 \frac{(1.353)^{10} - 1}{(0.353) \times (1.353)^{10}} = 11873.8$$

$$2.695 \quad A_0 = 11873.8$$

$$A_0 = 4405.76 \quad (\text{miles de sucres})$$

de acuerdo a esto:

$$A_k = \frac{4405.76}{(1.10)^k}$$

De acuerdo a (4.6.3),  $A_k'$  es la depreciación en sucres corrientes del año  $k$ ; es decir:

$$A_k' = A_k (1+d)^k$$

Con estas dos últimas expresiones construimos a continuación la TABLA 4.6.1 de depreciaciones correspondientes.

Cada Ak comprende una parte que corresponde a la generación de un fondo para la reposición del equipo y la restante para la remuneración del capital invertido (intereses), según se indica en la TABLA 4.6.2 en sucres constantes.

Al final del décimo año se ha generado un fondo para reposición de 11 millones que con la reventa del activo en 1 millón de sucres (que corresponde al último valor del activo no depreciado), se obtienen los 12 millones de sucres para reemplazar un equipo de las mismas características. Además con Ik se ha remunerado el capital (activo no depreciado) al 23% anual.

Si se supone que toda la inversión, es decir los 12 millones fueron financiados por un banco y que las condiciones de crédito son las indicadas en la TABLA 4.6.2, entonces se comprende fácilmente que el objetivo de la depreciación es generar F1 para reembolsar o amortizar el préstamo e Ik para pagar los intereses; de tal manera que al final no exista ni la deuda ni el

TABLA 4.6.1

DEPRECIACION EN VALORES CORRIENTES Y CONSTANTES.

k	Ak	A'k
1	4,005.2	4,846.3
2	3,641.1	5,331.0
3	3,310.1	5,864.1
4	3,009.2	6,450.5
5	2,735.6	7,095.5
6	2,486.9	7,805.1
7	2,260.8	8,585.6
8	2,055.3	9,444.1
9	1,868.5	10,388.6
10	1,698.6	11,427.4

TABLA 4.6.2

COMPOSICION DE LAS AMORTIZACIONES ANUALES  
(en miles de sucres)

ANO	ACTIVO no depreciado SNA <sub>k</sub>	Depreciación A <sub>k</sub>	Remuneración del capital* I <sub>k</sub>	Fondo de reposición** F <sub>k</sub>
0	12,000.0			
1	10,754.8	4,005.2	2,760.0	1,245.2
2	9,587.3	3,641.1	2,473.6	1,167.5
3	8,482.3	3,310.1	2,205.1	1,105.0
4	7,424.0	3,009.2	1,950.9	1,058.3
5	6,395.9	2,735.6	1,707.5	1,028.1
6	5,380.1	2,486.9	1,471.1	1,015.8
7	4,356.7	2,260.8	1,237.4	1,023.4
8	3,303.4	2,055.3	1,002.0	1,053.3
9	2,194.7	1,868.5	759.8	1,108.7
10		1,698.6	504.8	1,193.8
T O T A L ...				11,000.0
Venta del activo.				1,000.0
Valor para reposición				12,000.0

$$* I_k = r \cdot SNA_{k-1}$$

$$** F_k = A_k - I_k$$

activo y la empresa puede solicitar otro préstamo de 12 millones para reemplazar el equipo. Por otro lado, la empresa no habrá crecido en valores actuales a menos que haya obtenido un rendimiento de la inversión superior al 23%.

Si ahora se supone que toda la inversión de los 12 millones de sucres son dineros propios de la empresa, la remuneración del capital puede, o bien distribuirse entre los accionistas o bien la empresa puede retenerlos. Si los distribuye no hay problema, pero si los retiene deberá reinvertirlos en una tasa mínima del 23% anual.

Para el caso de los fondos de reposición, la empresa los retendrá y de la misma manera que los Ik retenidos deberá invertirlos por lo menos al 23% anual. Al final la empresa habrá crecido en valores constantes pero no en valores actuales, a menos que la empresa obtenga un rendimiento superior al 23% que corresponde a su costo de total. Demostraremos esta última afirmación suponiendo que retiene tanto los fondos de reposición como la remuneración del capital, es decir Ak y que los invierte al 23% anual. El desarrollo se muestra en la TABLA 4.6.3.

Tabla 4.e.3

FONDOS DE REPOSICION TRASLADADOS AL  
DECIMO AÑO

AÑO	Fondo de	Lo que se convierte AK
	Depreciación A k	al final del décimo año A 10
1	4.005.2	25908.9
2	3.641.1	19075.4
3	3.310.1	14098.6
4	3.009.2	10420.3
5	2.735.6	7701.6
6	2.486.9	5592.2
7	2.259.8	4207.0
8	2.059.3	3109.5
9	1.888.5	2298.3
10*	1.748.6	1698.6
TOTAL	37.071.4	95110.4

$$* A_{10} = A_{10} + V_{10} = 1698.6 + 1000.0 = 2698.6$$

$$A_{10} = A_k (1 + r)^{n - k}$$

Por lo tanto, lo que la empresa ha generado al fin del décimo año en términos reales es:

$$95110.4 - 12000 = 82110.4$$

Si calculamos ahora el valor actual de la suma de los Ak, es decir, el valor actual de los 95110.4 se tiene que:

$$VA = \frac{95110.4}{(1.23)^{10}} = 12000 \text{ miles de sucres}$$

Por lo tanto el crecimiento neto en valor actual si la empresa invierte los Ak a la tasa de rendimiento del 23% anual es:

$$VA - V_0 = VA - 12000 = 12000 - 12000 = 0$$

#### 4.7 COMPARACION Y SELECCION DE LOS METODOS DE DEPRECIACION PARA TRANSFORMADORES Y GENERADORES A DIESEL

En este capítulo se han analizado los dos métodos generales de depreciación para equipos en general, los cuales son:

- Métodos de depreciación Contables; y,
- Método de Depreciación Económica.

Para comparar y seleccionar correctamente los métodos de depreciación para ser aplicados a transformadores y generadores a diesel, nos referiremos en primera instancia a los porcentajes de depreciación anuales que se obtienen para cada uno de los métodos contables.

La TABLA No.4.7 muestra los porcentajes de depreciación que se han obtenido en los ejemplos realizados para cada uno de los métodos de depreciación contables analizados. Obsérvese cómo los porcentajes de depreciación varían gradualmente durante la vida útil del activo; o en el caso de la depreciación en línea recta, donde los porcentajes permanecen constantes.



TABLA No. 4.7

PORCENTAJES DE DEPRECIACION ANUALES OBTENIDOS CON LOS METODOS  
DE DEPRECIACION CONTABLES

Años \ Metodos	Linea Recta	Horas de Funcio- namiento	Suma de digitos Decrecientes	A Tasa constante
	%	%	%	%
1	6.67	6.37	12.50	19.47
2	6.67	6.73	11.70	15.85
3	6.67	6.62	10.80	12.91
4	6.67	6.50	10.00	10.51
5	6.67	7.87	9.16	8.56
6	6.67	7.08	8.33	6.97
7	6.67	7.52	7.50	5.67
8	6.67	7.00	6.67	4.62
9	6.67	5.93	5.83	3.76
10	6.67	6.45	5.00	3.06
11	6.67	6.83	4.16	2.49
12	6.67	6.58	3.73	2.03
13	6.67	6.45	2.50	1.65
14	6.67	6.23	1.67	1.35
15	6.67	5.84	0.83	1.10

Para una selección adecuada del método de depreciación a ser aplicado a un equipo dado debe tenerse en cuenta dos requerimientos:

1. Que el método de depreciación refleje plenamente la pérdida de vida útil del activo.
2. Que los costos de producción sean aproximadamente iguales para todos los años de vida útil del activo. Como los costos de operación y mantenimiento son mayores progresivamente, deben equilibrarse los costos de producción, haciendo que los egresos por depreciación sean menores progresivamente.

Observando la TABLA 4.7, vemos que:

El método de Depreciación en Línea Recta no cumple el segundo requerimiento, es decir no disminuye gradualmente los porcentajes de depreciación, sino que seleccionando promedialmente un tiempo de vida útil del activo, lo deprecia en forma constante para todos los años. No obstante este método es el utilizado actualmente por varias entidades oficiales en nuestro país, para establecer sus

libros de contabilidad y estados financieros.

Para fijar el precio de venta de un transformador de potencia, del cual se sabe que ha operado en condiciones normales y sin sobrecargarse, y considerando además que tiene un gran periodo de vida útil ( 30 años aproximadamente ), se puede utilizar el método de Depreciación en Línea Recta para determinar la vida útil de este equipo.

Pero si nos encontramos en el caso de un transformador que ha operado sobrecargado en los últimos años, es preferible determinar la vida útil restante del equipo, como se indica en el artículo 3.6 Cálculo de la vida útil de transformadores; pues este método considera una pérdida de vida adicional por condiciones de sobrecarga.

Por otro lado, observando el método de Depreciación a Tasa Constante, vemos que sus porcentajes de depreciación van disminuyendo progresivamente. Esta disminución se debe a que este método obtiene anualmente los costos de depreciación, del valor depreciable presente del activo, a través de una tasa constante . Debido a que el valor depreciable

presente progresivamente es menor ; menor también serán las cuotas de depreciación. Esto ayuda a compensar los costos de producción o explotación, tomando en cuenta que los costos de operación y mantenimiento progresivamente son mayores.

Esta situación especial que nos proporciona este método, nos lleva a seleccionarlo para que sea utilizado en el establecimiento de los libros de contabilidad de una empresa, administración financiera, e incluso para la fijación de las tarifas del servicio de energía eléctrica, puesto que para la fijación de estas tarifas se consideran los gastos de explotación que incluyen los gastos de operación mantenimiento, depreciación, entre otros.

Para la valuación de generadores a diesel con fines de compra-venta entre empresas eléctricas del país, es necesario conocer plenamente el desgaste físico que el equipo ha sufrido, es decir su depreciación, la forma mas óptima para representar la depreciación es con el método de Depreciación por Horas de Funcionamiento, por las siguientes razones:

1. En este equipo es factible contabilizar las horas de funcionamiento anuales o totales hasta el momento de realizar la valuación.
2. En los últimos años, debido a la incorporación de las empresas eléctricas al SNI, sus grupos termoeléctricos han quedado solo para servir como fuentes de reserva por lo que han funcionado realmente pocas horas al año. Esto trae como consecuencia que el método de Depreciación en Línea Recta, actualmente utilizado, no refleje plenamente el grado de depreciación que han sufrido estos equipos.

Las razones expuestas motiva a que se seleccione el método de depreciación por Horas de Funcionamiento para describir el grado de depreciación; y con ello determinar la vida útil restante que tiene el grupo electrógeno. Situación que se lo considerará en los Capítulos VI y VII.

De la clasificación general de los métodos de depreciación puesta a consideración, el segundo es el método de Depreciación Económica.

Este método de depreciación no se orienta

exclusivamente a buscar la forma de cómo representar la depreciación de un equipo, sino mas bien trata de obtener cuotas de depreciación a lo largo de la vida útil del equipo, para cumplir dos objetivos:

1. Poder recuperar el capital invertido para una nueva reposición, pero tomando en consideración la inflación general "d", con el fin de que el precio que el nuevo equipo tenga al momento de realizar la reposición (el cual es un precio corriente) sea del mismo valor al obtenido a través de las cuotas de depreciación que se han obtenido durante la vida útil del equipo.
2. Pagar los intereses del capital que ha sido prestado, a través de una tasa de interés "r", si en principio dicho capital ha sido prestado para la adquisición del equipo.

Como se observa este método es mas bien de tipo financiero y útil para inversiones y proyectos a desarrollarse.

## CAPITULO V

### METODOS DE REVALORIZACION APLICADOS AL SECTOR ELECTRICO NACIONAL.

#### 5.1 ANTECEDENTES

La revalorización de activos fijos es un aspecto de gran trascendencia en el sector eléctrico nacional y de las empresas eléctricas en particular, por la serie de implicaciones de orden económico y financiero que su manejo acarrea.

En nuestro país, y desde el punto de vista legal y reglamentario, el tema de revalorización de activos fijos se puede afirmar que se ha tratado de manera oficial desde 1975. Efectivamente el "REGLAMENTO PARA LA FIJACION DE TARIFAS DE SERVICIOS ELECTRICOS" expedida en agosto de dicho año, definía en uno de sus artículos que los bienes afectos al servicio eléctrico debían ser revalorizados tanto para INECEL

como para las empresas eléctricas, y en general para todo el sector eléctrico nacional.

Para la revalorización de activos en el año 1982, efectuadas en 1983, las empresas eléctricas aplicaron el decreto 1384 expedido por el Gobierno Nacional en diciembre de 1.982, mediante el cual se autoriza la revalorización automática de activos fijos de las compañías por concepto de devaluación del sucre durante el ejercicio económico en que éstas se produzcan, debido al hecho de que la Superintendencia de Compañías indicó que el referido decreto era aplicable también para las empresas eléctricas.

Posteriormente la Superintendencia de Compañías comunicó que las empresas eléctricas no están obligadas a cumplir con el decreto 1384, debiendo sujetarse mas bien a lo que dispone la Ley Básica en Electrificación y el Reglamento Nacional para la Fijación de las Tarifas de los Servicios Eléctricos: es así que en julio de 1.984, tanto INECEL como las Empresas Eléctricas en la actualidad para fines de revalorización de sus activos, definieron su propio mecanismo de revalorización, el cual se basa en la



construcción de fórmulas polinómicas de escalamiento de precios que sufren los activos que constituyen el sector eléctrico. En consecuencia se adopta este procedimiento para la revalorización de activos exclusivos del sector eléctrico nacional.

## 5.2 ASPECTOS METODOLOGICOS GENERALES

Los métodos de revalorización que se analizarán son tres: Los dos primeros corresponden a los métodos que en forma oficial utiliza la Superintendencia de Compañías, a las cuales deben registrarse las empresas e industrias del país, con el fin de que éstas conformen correctamente sus libros de contabilidad y estados financieros.

El tercer método que se analiza, es el empleado por INECEL y las empresas eléctricas para revalorizar sus activos fijos, de acuerdo al Reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos.

A continuación se describe brevemente la metodología empleada para cada uno de estos métodos de

revalorización de activos

Los métodos que la Superintendencia propone son:

1. REVALORIZACION UTILIZANDO EL INDICE POR VARIACION DEL TIPO DE CAMBIO DE IMPORTACION DEL MERCADO DE INTERVENCION DEL BANCO CENTRAL .

Estos activos fijos adquiridos antes de una devaluación oficial del sucre, se revalorizarán en la proporción de la nueva relación del cambio internacional.



2. REVALORIZACION A COSTO DE REPOSICION.-

Cuando se haga la revalorización a costo de reposición, se utilizarán los índices que para el efecto expedirá y publicará en forma obligatoria el Banco Central del Ecuador.

Se incluye además el desarrollo de un ejercicio práctico de aplicación para cada método, que contiene las posibles situaciones que se podrían presentar en el proceso de revalorización de los activos fijos.

### 3. REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS DE INECEL Y EMPRESAS ELECTRICAS.

En el Num. 5.1 se indicó que las empresas eléctricas no están obligadas a someterse al decreto 1384, por lo que éstas a través de INECEL han preparado su propio mecanismo de revalorización de activos, el cual toma en cuenta parámetros propios del sector eléctrico, tornándolo en un análisis más real, y que consiste en la aplicación de las denominadas fórmulas polinómicas de escalamiento de precios, cuya estructura está representada por la suma algebraica de varios términos con variables dependientes del tipo del proyecto y que en términos generales considera los siguientes aspectos:

- a. Pesos y ponderaciones que tienen separadamente los rubros de manos de obra, materiales y equipos con relación al costo total de la obra o del bien terminado.
- b. Indices económicos, que tienden a reflejar las variaciones de los precios a través del

tiempo de cada uno de los rubros señalados en el literal anterior.

De la aplicación de estos dos parámetros se obtiene finalmente los Índices de Revalorización para los activos fijos tanto de INECEL como de las empresas eléctricas del país.

### 5.3 TERMINOS Y CONCEPTOS UTILIZADOS EN UN PROCESO DE REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS.

Antes de analizar los métodos de revalorización mencionados anteriormente, es menester aclarar ciertos conceptos que son necesarios para un buen entendimiento de este tema, algunos de los cuales son vertidos por la Superintendencia de Compañías, como a continuación se indica:

REVALORIZACION.- Es el acto de registrar en los libros el valor de un bien a su costo de reposición.

ACTIVOS FIJOS.- Para efectos de revalorización se define como activos fijos aquellos bienes tangibles de propiedad de una Compañía, que ha de tener

permanencia prolongada, mayor de un año de uso y de servicio en la gestión de la misma y que no forme parte del ciclo normal de ventas.

- La revalorización no implicará una extensión de la vida útil de los activos. Por lo tanto, no se podrán revalorizar los activos totalmente depreciados.
- El superávit originado por la revalorización de activos fijos no podrá ser en ningún caso distribuido entre los accionistas o socios, pues no constituyen utilidad.

CAPITAL.- Es el stock de recursos disponibles para la satisfacción de las necesidades.

AMORTIZACION.- Es el pago parcial del capital adeudado.

COSTO ORIGINAL O HISTORICO.- Es el valor resultante de la integración de los siguientes rubros:

#### I. MAQUINARIA Y EQUIPOS IMPORTADOS

- a. Valor CIF (Costo, Seguro y Flete)

- b. Derechos, tasas y demás gastos de nacionalización
- c. Transporte interno
- d. Costos de instalación (mano de obra, materiales, supervisión técnica y otros)
- e. Costos financieros durante el período de instalación y su entrega definitiva (intereses, comisiones y otros), si se hubiesen sumado al costo de adquisición.
- f. Costos de reparaciones extraordinarias que prolonguen la vida útil del bien.

## II. MAQUINARIA Y EQUIPOS ADQUIRIDOS EN EL MERCADO NACIONAL

El costo incluye el valor de la factura de adquisición más todos los rubros contemplados en los literales c, d, e y f del numeral I.

#### 5.4 METODOS DE REVALORIZACION EMPLEADOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE COMPANIAS.

##### 5.4.1. Revalorización utilizando el índice por variación del tipo de cambio de importación del mercado de intervención del Banco Central del Ecuador

Con el fin de utilizar los índices más actuales y en consecuencia analizar la situación económica que estamos atravesando, realizaremos la revalorización al 31 de diciembre de 1987, para bienes adquiridos hasta el 31 de diciembre de 1986.

El índice de revalorización que se utilizara se obtiene al dividir el tipo de cambio de venta del mercado de intervención del Banco Central vigente al 31 de diciembre de 1987, (S/. 222 por dólar) para el tipo de cambio oficial y de intervención por dólar o su equivalente en otras divisas que regía al 31 de diciembre de 1986 (S/. 147,00 por dólar).

Es decir :

$$\text{Indice de Revalorización} = \frac{222.0}{147.0} = 1.510$$

Para mayor practicidad, la explicación de este método de revalorización lo haremos con un ejercicio que se refiere a un bien adquirido en el año 1981, por lo que dicho ejercicio que se desarrolla es acumulativo.

La TABLA 5.1 muestra los efectos de la revalorización donde se ha desarrollado un ejercicio de revalorización año por año, desde 1982 hasta 1987, cuyo valor revalorizado es de 873.29. Aquí se puede observar como afecta la revalorización de la depreciación a los resultados de cada ejercicio anual.

Observando en la misma tabla, dicho bien al 31 de diciembre de 1986 tenía un valor actualizado de 578.34 y una depreciación acumulada normal y por revalorización de 346.98, valores a los cuales al aplicarlos el índice por variación del tipo de cambio de importación del mercado de intervención



TABLA No 5.1

## VALORES RESULTANTES DEL EJERCICIO DESARROLLADO PARA EL PERIODO 1.981-1.987.

TIEMPO DE VIDA DEL ACTIVO	VALOR BASE	INDICE	DEPRECIACION REVALORIZADA	ACTIVO REVALORIZADO	DEPRECIACION ACUMULADA	DEPRECIACION NORMAL ANUAL *
A\O 2	1.982 100.00	1.3200	26.40	132.00	26.40	10.00
A\O 3	1.983 132.00	1.6394	43.28	216.40	64.92	21.64
A\O 4	1.984 216.40	1.4286	79.73	265.76	106.30	26.57
A\O 5	1.985 265.76	1.4286	151.86	379.66	189.82	37.96
A\O 6	1.986 379.66	1.5233	289.15	578.34	346.98	57.83
A\O 7	1.987 578.34	1.5100	523.94	873.29	611.46	87.53
A\O 8	1.988 873.29					

\* Corresponde al 10% del porcentaje de Depreciación Anual.

del Banco Central de 1.510, nos dan los valores revalorizados del activo y su depreciación de 873.29 y 611.46 respectivamente, tal como se muestra en los asistemos contables obtenidos para 1.987 (TABLA 5.2.).

Adicionalmente en dos diagramas de bloques (Fig 5.1.a y 5.1.b.) se indica el proceso de revalorización tomados para el quinto y sexto año, indicando los resultados correspondientes.

TABLA No 5.2  
 ASIENTOS CONTABLES RESULTANTES DEL EJERCICIO DESARROLLADO A J. 1.987

	NUEVO VALOR EN LIBROS	VALOR REVALORIZADO	INCREMENTO POR REVALORIZACION	DEPRECIACION QUE INCIDIO EN EL RESULTADO DEL PERIODO
ACTIVO (VALOR AJUSTADO TOTAL)	578.34	873.29	294.95	57.83*
MENOS: DEPRE-- CIACION ACUMULADA	346.98	611.46	264.48	
SUPERAVIT	231.36	261.83	30.47	

\* La depreciación que incidió en el resultado del periodo (57.83) es el 10% del valor de activo revalorizado al 1ro de Enero de 1.987.

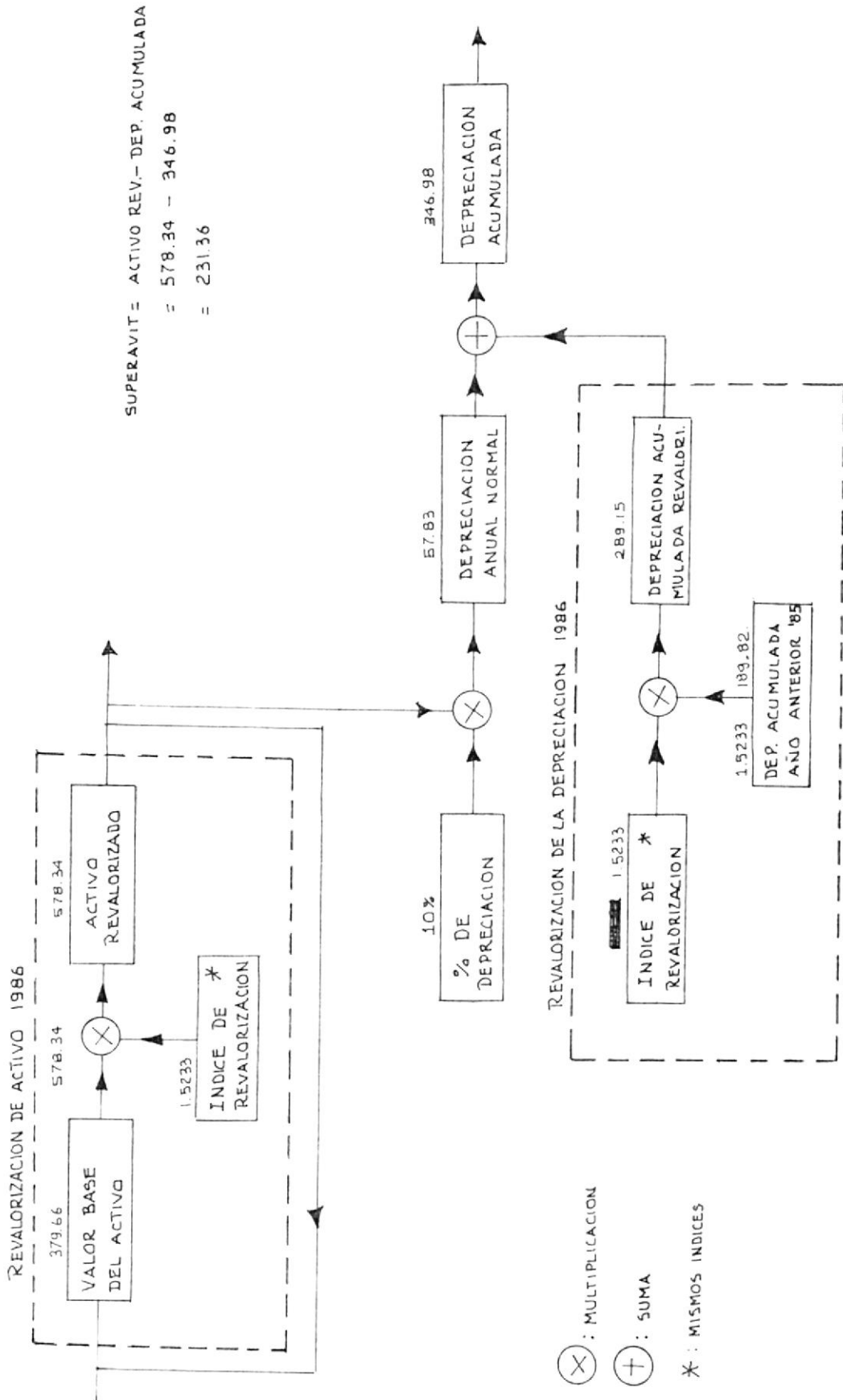


Fig No 5.1.a DIAGRAMA DE BLOQUES CON RESULTADOS DEL METODO DE REVALORIZACION CON DEPRECIACION POR VARIACION DEL TIPO DE CAMBIO DE INTERVENCION DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR. AÑO 1986.

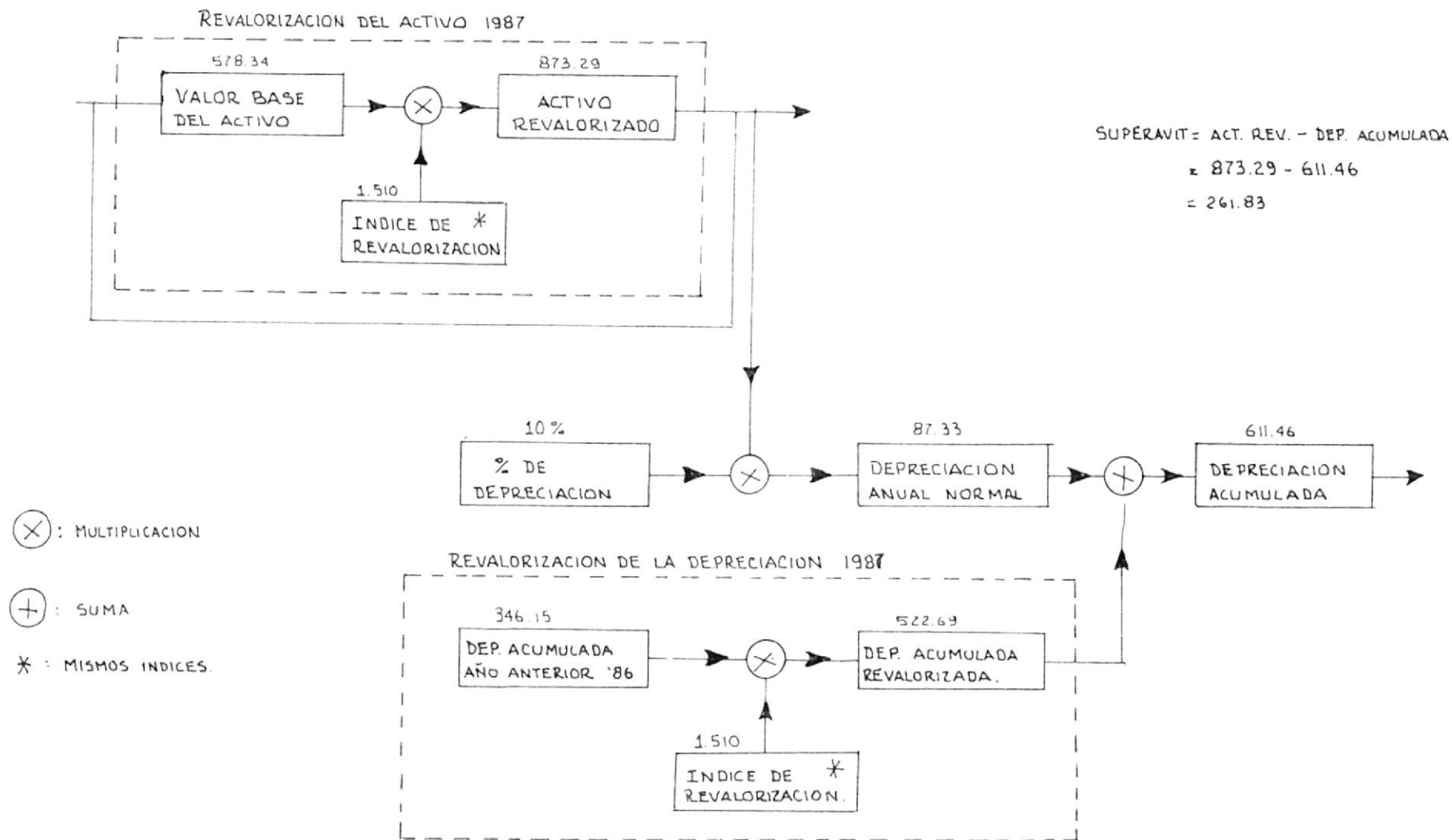


FIG. No 5.2.b DIAGRAMA DE BLOQUES CON RESULTADOS DEL METODO DE REVALORIZACION CON DEPRECIACION POR VARIACION DEL TIPO DE CAMBIO DE INTERVENCIÓN DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR. AÑO 1987.

Por otro lado, podemos revalorizar también con este método bienes adquiridos durante el año 1987, para lo cual el índice de revalorización se establecerá dividiendo el tipo de cambio de venta del mercado de intervención del Banco Central al 31 de diciembre de 1987, para el vigente en el mismo mercado del Banco Central a la fecha de adquisición del activo fijo en el mercado local, o a la fecha de nacionalización, cuando se trata de equipos importados directamente por la empresa.

Por ejemplo para activos adquiridos en el mes de junio de 1987, donde el tipo de cambio del dólar de Intervención a esa fecha fue de S/. 159.55 y al 31 de diciembre del mismo año fue de S/. 222.00 el índice correspondiente que se obtiene es de :

$$\frac{222,00}{159,55} = 1,3914$$

En la TABLA A.1 del ANEXO A se presenta el cuadro de valores mensuales del dólar americano que rigió en el año 1987.

información que fue suministrada por el Banco Central del Ecuador.

#### 5.4.2 Método de revalorización por costo de reposición

En la revalorización de activos realizados por la Superintendencia de Compañías, se presenta como método alternativo de ajuste, el costo de reposición, en función de índices que anualmente publica el Banco Central del Ecuador.

Para el ejercicio económico de 1987, el Banco Central ha establecido que el índice a utilizarse es 1.4028.

En la TABLA A-2 del ANEXO A se incluye la serie de índices para el período 1971-1987, calculados por el Banco Central, para efectuar el ajuste, materia de este acápite.

Para complementar el estudio de este método, efectuaremos un ejercicio, el cual se

refiere a un bien adquirido en el año 1986, cuyo valor original es S/. 100,00.

Los índices utilizados son 1.3086 para 1986 y 1.4028 para 1987 (ver TABLA A-2) y el ejercicio desarrollado se muestra en la TABLA 5.3.

De igual manera los asientos contables del mencionado bien se hallan en la TABLA 5.4.



TABLA No 5.3

CUADRO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO DESARROLLADO PARA 1.987

	VALOR SEGUN LIBROS	VALOR REVALORIZADO	INCREMENTO POR REVALORIZACION EN EL RESULTADO DEL PERIODO	DEPRECIACION QUE INCIDIO
ACTIVO	130.86	183.57	52.71	13.08*
DEPRECIACION ACUMULADA	26.16	36.70	10.54	
SUPERAVIT	104.70	146.87	42.17	

\* La depreciación que incidió en el resultado del periodo (13.08) es el 10% del valor de activo revalorizado al 1ro de Enero de 1.987.

TABLA 5.4

ASIENTOS CONTABLES RESULTANTES DEL EJERCICIO DESARROLLADO  
A 1.987.

---

No 1	DEBE	HABER
Revalorizacion (nombre del activo).	52.71	
Depreciacion acumulada por revalorizacion (nombre del activo).		10.54
Superavit por revalorizacion (nombre del activo).		42.17
No 2		
Depreciacion (cuenta de costo o resultado).	13.08	
Depreciacion acumulada normal (nombre del activo).		10
Depreciacion acumulada por revalorizacion (nombre del activo).		3.08

---

## 5.5 METODO DE REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS DE INECEL Y EMPRESAS ELECTRICAS.

La revalorización de activos fijos de propiedad de INECEL y empresas eléctricas se lo efectúa a través de los índices de revalorización, los cuales difieren para cada activo fijo o tipo de proyecto.

El objetivo de este tema es determinar estos índices para revalorizar los activos fijos de las Empresas Eléctricas durante el periodo comprendido entre diciembre de 1985 y diciembre de 1986, puesto que es la información más reciente que se ha obtenido en INECEL al momento de la realización de esta Tesis. No se puede hacer para el año de 1987 que se lo haría en el año de 1988 por falta de información en lo que respecta a los diferentes índices económicos, los cuales como lo veremos más adelante son en parte de procedencia extranjera, por tratarse de equipos de importación. No obstante como este método es acumulativo, no habrá problema alguno para el lector, realizar para el ejercicio económico de 1987, una vez conocidos los referidos índices económicos de 1987 y la mecánica de resolución.

La metodología empleada para la revalorización de activos en el periodo mencionado para las empresas eléctricas, consiste en la aplicación de las denominadas fórmulas polinómicas de escalamiento de precios, cuya estructura está representada por la suma algebraica de varios términos con variables dependientes del tipo de proyecto y que en términos generales considera los siguientes aspectos:

- a. Pesos y ponderaciones que tienen separadamente los rubros de mano de obra, materiales y equipo, con relación al costo total de la obra o del bien terminado.
- b. Índices de escalamiento de precios que tienden a reflejar las variaciones en los precios a través del tiempo de cada uno de los índices señalados en el literal anterior.

La expresión general de las fórmulas polinómicas está dada por:

$$P_i = P_o \left( p_1 \frac{B_i}{B_o} + p_2 \frac{C_i}{C_o} + p_3 \frac{D_i}{D_o} + \dots \right)$$

donde:



$P_i$  = precios o valores reajustados a una fecha dada posterior a la inicial.

$P_0$  = precio o valor en una fecha inicial

$P_1, p_2, p_3$  = ponderaciones correspondientes a los diferentes rubros.

$E_i, C_i, D_i$  = índice de escalamiento de precios de los diferentes rubros en una fecha dada.

$B_0, C_0, D_0$  = índice de escalamiento de precios en los diferentes rubros en una fecha inicial: v.

En forma global:

$$(p_1 \frac{E_i}{B_0} + p_2 \frac{C_i}{C_0} + p_3 \frac{D_i}{D_0} + \dots) = \text{Índice de}$$

revalorización de año i respecto al año referencial o

5.5.1 Definición de los índices de escalamiento de precios .

Al elaborar las fórmulas polinómicas se prestó atención a la existencia y disponibilidad inmediata de índices que reflejen el escalamiento de precios de los diferentes componentes de costos de los proyectos v/o activos fijos.

Los índices utilizados, los cuales difieren por tipo de proyecto, y por área funcional, se apoyan en la información "Índices para Escalamiento de precios en Proyectos del Sector Eléctrico", presentados en el Apéndice B, la cual es la más actualizada que se ha podido obtener.

Para obtener un buen índice de revalorización para cada uno de los activos fijos se trabajará en cada caso con los promedios de los índices mensuales del año 1.986 relacionado con los promedios mensuales de los índices respectivos del año 1.985.

### 5.5.2 Determinación de las ponderaciones de las fórmulas polinómicas

Las correspondientes ponderaciones para cada caso de los proyectos y/o activos fijos se obtienen de un estudio sobre estructura de costos. En el caso de las empresas eléctricas se han hecho para proyectos actualmente en ejecución o recientemente concluidos, que corresponden a diferentes áreas funcionales, es decir, generación hidroeléctrica y térmica, subestaciones, líneas de subtransmisión y distribución urbana y rurales.

En la TABLA 5.5.1 se presentan las fórmulas polinómicas resultantes de los estudios de costos realizados para las empresas eléctricas, llevadas a niveles de diciembre de 1986 y que servirán de fundamento para el cálculo de los índices de revalorización para dicho año.

En las fórmulas polinómicas, se puede observar que tienen dos componentes en lo

que respecta a sus ponderaciones: el primero en Moneda Nacional y el segundo en Moneda Extranjera, -este segundo rubro se encuentra entre paréntesis-.

Para moneda extranjera, y a fin de que los resultados sean compatibles con los de Moneda Nacional, se ha introducido el factor  $TC_i/TC_0$  que toma en consideración la variación del tipo de cambio durante el período de estudio, tal como se muestra en la TABLA 5.5.1.



TABLA No. 5.5.1

ESTRUCTURA DE LAS FORMULAS DE ESCALAMIENTO LLEVADAS A  
DICIEMBRE DE 1.986

---

## CENTRALES HIDROELECTRICAS

a. Potencia mayor que 500 Mw.

$$P_{\text{dic-86}} = P_o \left( 0.134 \frac{S_i}{S_o} + 0.219 \frac{M_i}{M_o} + 0.115 \frac{C_i}{C_o} + \right. \\ \left. \frac{TC_i}{TC_o} \left[ 0.367 \frac{E_{q_i}}{E_{q_o}} + 0.051 \frac{H_i}{H_o} + 0.114 \frac{G_i}{G_o} \right] \right)$$

b. 10Mw < Potencias < 50 Mw

$$P_{\text{dic-86}} = P_o \left( 0.139 \frac{S_i}{S_o} + 0.216 \frac{M_i}{M_o} + 0.055 \frac{C_i}{C_o} + \right. \\ \left. \frac{TC_i}{TC_o} \left[ 0.190 \frac{E_{q_i}}{E_{q_o}} + 0.064 \frac{H_i}{H_o} + 0.392 \frac{G_i}{G_o} \right] \right)$$

c. 1Mw < Potencia < 10Mw

$$P_{\text{dic-86}} = P_o \left( 0.151 \frac{S_i}{S_o} + 0.222 \frac{M_i}{M_o} + 0.057 \frac{C_i}{C_o} + \right. \\ \left. \frac{TC_i}{TC_o} \left[ 0.109 \frac{E_{q_i}}{E_{q_o}} + 0.069 \frac{H_i}{H_o} + 0.392 \frac{G_i}{G_o} \right] \right)$$

## CENTRALES TERMoeLECTRICAS MOTOR A DIESEL

## a. Motor Lento

$$P_{dic-86} = P_o \left( 0.076 \frac{Si}{So} + 0.046 \frac{Mi}{Mo} + 0.05 \frac{Ci}{Co} + \right. \\ \left. \frac{TCi}{TCo} \left[ 0.018 \frac{Equi}{Equo} + 0.027 \frac{Hi}{Ho} + 0.828 \frac{Gi}{Go} \right] \right)$$

## b. Motor Medio

$$P_{dic-86} = P_o \left( 0.070 \frac{Si}{So} + 0.034 \frac{Mi}{Mo} + 0.005 \frac{Ci}{Co} + \right. \\ \left. \frac{TCi}{TCo} \left[ 0.014 \frac{Equi}{Equo} + 0.022 \frac{Hi}{Ho} + 0.855 \frac{Gi}{Go} \right] \right)$$

## c. Motor Rápido

$$P_{dic-86} = P_o \left( 0.062 \frac{Si}{So} + 0.027 \frac{Mi}{Mo} + 0.022 \frac{Ci}{Co} + \right. \\ \left. \frac{TCi}{TCo} \left[ 0.012 \frac{Equi}{Equo} + 0.022 \frac{Hi}{Ho} + 0.885 \frac{Gi}{Go} \right] \right)$$

## SUBESTACIONES

## a. Transformación 69/13.8 kv

$$P_{dic-86} = P_o \left( 0.123 \frac{Si}{So} + 0.145 \frac{Mei}{Meo} + 0.732 \frac{Ci}{Co} + \right. \\ \left. \frac{TCi}{TCo} \left[ 0.732 \frac{Subi}{Subo} \right] \right)$$

### 5.5.3 Cálculo de los índices de revalorización

Disponiéndose de los índices de escalamiento de precios y de las fórmulas con las ponderaciones de cada uno de los componentes de costos a diciembre de 1985, el último paso a efectuar, es el de aplicar las ponderaciones a los índices de revalorización de cada rubro y definir la ponderación de estos productos, con lo cual se obtiene un índice de revalorización ponderado global por tipo de activo fijo.

Esto permite una aplicación directa y simple de los índices obtenidos, a las cifras de activos fijos por tipo de obra que constan en los estados financieros de las Empresas Eléctricas a diciembre de 1985 para obtener el valor real y actualizado de los activos fijos a diciembre de 1986.

En el ANEXO E se presentan los cálculos de los índices de revalorización globales por tipo de proyecto o activo fijo, según etapa

funcional.

#### 5.5.4 Resumen de resultados

A continuación en la TABLA 5.5.2 consta un resumen de los índices de revalorización de activos fijos que se obtuvieron con la metodología antes descrita, los cuales fueron aplicados como índices de revalorización a los activos en servicio de las Empresas Eléctricas durante el periodo diciembre 1985 - diciembre 1986.

TABLA 5.5.2

INDICES PARA REVALORIZACION DE ACTIVOS DE INECEL Y  
EMPRESAS ELECTRICAS

1 9 8 6

Tipo de Activo Fijo	Coeficiente de Escalamiento
Centrales Hidroelèctricas (Potencia mayor que 50 MW)	1.395
Centrales Hidroelèctricas (Potencia entre 10 y 49.9 MW)	1.431
Centrales Hidroelèctricas (Potencia entre 1 y 9.9 MW)	1.422
Centrales Hidroelèctricas (Potencia menor que 1 MW)	1.417
Centrales Termoelèctricas (Motor a diesel - lento)	1.521
Centrales Termoelèctricas (Motor a diesel - medio)	1.524
Centrales Termoelèctricas (Motor a diesel - rápido)	1.517
Subestaciones (Transformación de 69/13.8 kV)	1.470
Subestaciones (Transformación de 69/22 kV)	1.494
Subestaciones (Transformación de 46/23 kV)	1.468
Subestaciones (otros tipos de Transformación)	1.477 1/
Lineas de Subtransmisiòn (69 kV)	1.443
Lineas de Subtransmisiòn (46 kV)	1.444
Lineas de Subtransmisiòn (otras lineas)	1.444 1/

<u>Tipo de Activo Fijo</u>	<u>Coefficiente de Escalamiento</u>
Sistemas de Distribución con: (líneas a 22 kV urbano y rural)	1.330
Sistemas de Distribución con: (líneas a 13.8 kV urbano y rural)	1.331
Sistemas de Distribución con: (otras líneas urbano y rural)	1.331 1/
Inversiones generales en moneda Local 2/	1.233
Inversiones generales en moneda extranjera 2/	1.546

Los resultados alcanzados parecen lógicos, pues evidencian fundamentalmente la incidencia de la devaluación ocurrida en el país en 1.986.

---

1/ Corresponden respectivamente a los promedios de las Subestaciones, líneas de Subtransmisión y Sistemas de Distribución.

2/ Como no se disponen de fórmulas polinómicas para inversiones generales en moneda nacional y extranjera, y como estas categorías corresponden a una serie de ítems miseláneos de variada naturaleza, se decidió recomendar al escalamiento que muestra el índice de precios al consumidor promedio de Quito, Guayaquil y Cuenca, durante 1.986, con relación a 1.985, para representar el índice de revalorización de inversiones generales en moneda local, así como el índice de precios al consumidor en los EE.UU. durante 1.986, ajustada a la tasa de devaluación ocurrida el mismo año para representar el índice de revalorización de activos de inversiones generales en moneda extranjera durante el mismo año.

## 5.6 COMPARACION Y SELECCION DE LOS METODOS DE REVALORIZACION MAS ADECUADOS PARA TRANSFORMADORES Y GENERADORES A DIESEL .

Para proceder a realizar la revalorización de activos fijos, se han presentado dos métodos claramente diferenciados: Los métodos utilizados por la Superintendencia de Compañías y el método que utiliza INECEL y las empresas eléctricas.

Dentro de los métodos que la Superintendencia de Compañías presenta, el método de revalorización por variación del tipo de cambio de Intervención del Banco Central del Ecuador es el más eficaz para obtener el justo precio de un activo, puesto que se puede obtener el activo revalorizado en cualquier fecha del año.

Este método puede ser utilizado por ejemplo, para la venta de transformadores, entre industrias o empresas eléctricas por las siguientes razones:

- Utiliza como índice de revalorización el tipo de cambio de Intervención del Banco Central del

Ecuador vigente al momento de su valuación.

- El transformador es un bien de importación generalmente.
- Este método para considerar la vida útil, utiliza el método de depreciación de línea recta, el cual es adecuado por su simplicidad, considerando que los transformadores tienen generalmente un desgaste uniforme y un gran período de vida útil de 30 años promedialmente.

En cambio el método de revalorización a costo de reposición, también utilizado por la Superintendencia de Compañías, utiliza un índice que es válido por un año, por lo que a mitad de año por ejemplo; no se podría revalorizar eficazmente un activo, con el fin de obtener un precio real para propósitos de compra-venta a esa fecha.

Este método sin embargo es útil para llevar los libros de contabilidad y estados financieros anuales de una empresa o compañía.

Vale recordar en este punto que una de las



disposiciones emitidas por la Superintendencia de Compañías para las industrias y empresas sujetas a esta entidad, que hayan adoptado cualquiera de los dos métodos arriba descritos, para llevar su contabilidad, no pueden cambiarse uno al otro durante todo el periodo de vida útil del activo en consideración.

Por su lado el método de revalorización por medio de fórmulas polinómicas, empleado por INECEL y empresas eléctricas, utilizando una serie de índices económicos tanto nacionales como extranjeros (USA), por ser en su mayoría equipos importados; sirven mas bien para hallar el valor de los activos fijos brutos de propiedad de las empresas eléctricas, orientado a obtener la base tarifaria que es uno de los parámetros que sirven para definir el costo del servicio de energía eléctrica.

Este método es apropiado también para la actualización de costos de los proyectos en ejecución, como son: centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, los que incluyen varios rubros como mano de obra nacional, mano de obra extranjera,

material nacional, material y equipo extranjero; todos con su correspondiente índice de escalamiento de precios.

Como vemos no es tan práctico buscar por medio de este método un precio de venta para los equipos eléctricos con el fin de comercializarlos entre empresas eléctricas y/o industrias de nuestro país.

Para el caso de obtener el precio de venta de grupos electrógenos en nuestro medio, no es aconsejable este método en las condiciones actuales, por la serie de situaciones que deben de tomarse en consideración; Tal es el caso por ejemplo de que estos equipos en la actualidad han sido suplantados por el parque generador hidroeléctrico, pasando a servir solamente para emergencia y otros en desuso prácticamente, por lo que se considera que no será factible prácticamente una reposición de estos equipos. Con este criterio se hace un estudio en los Capítulos VI y VII, los cuales se refieren a encontrar un precio de venta de estos equipos electrógenos para su comercialización entre empresas eléctricas.

## CAPITULO VI

### APLICACION DE LOS METODOS DE VALUACION PROPUESTOS Y COMPARACION CON EL METODO UTILIZADO POR INECEL

#### 6.1 ALCANCE

En este capítulo se revisará en primera instancia el proceso de valuación utilizado por INECEL aplicados a dos generadores a diesel, los mismos que son objeto de compra-venta entre la Empresa Eléctrica Milagro (vendedora de los equipos) e INECEL.

Posteriormente con los métodos de depreciación y revalorización seleccionados como los más adecuados en nuestro análisis para la compra-venta, someteremos a valuación a los mismos grupos electrógenos referidos en el párrafo anterior.

Es así que utilizamos el método de depreciación por horas de funcionamiento, considerado como el más

adecuado para representar el proceso de depreciación de estas máquinas; y,

Para representar la revalorización que incide sobre el equipo, se utilizará el método de revalorización por variación del tipo de cambio de Intervención del Banco Central del Ecuador (dólar/sucre) a través de sus índices de revalorización correspondientes a cada año para la revalorización de estos equipos.

Finalmente se compararán los resultados obtenidos de las dos valuaciones y se sacarán las conclusiones correspondientes.

#### 6.2 EJEMPLO DE VALUACION DE DOS GENERADORES A DIESEL PARA LA COMPRA VENTA ENTRE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A. E INECEL

El ejemplo trata de la valuación de dos generadores a diesel en Agosto de 1983, fecha en la cual se realizó la compra-venta de estos equipos.

Cabe señalar que la entrega de estos equipos se efectuó el mismo año (1983) pero la aceptación de

la valuación por parte de la E.E.M.C.A. tuvo lugar en Agosto de 1987.

Por otro lado es necesario indicar que el pago por estos equipos se realizó por COMPENSACION DE CREDITOS que tiene la E.E.M.C.A. por compra de energía a INECEL.

El avalúo realizado por INECEL, transcrito textualmente es como sigue:

"RESULTADO DE LA INSPECCION DE DOS UNIDADES TERMOELECTRICAS MARCA GENERAL MOTORS EN LA CIUDAD DE MILAGRO

Con el propósito de recabar la información pertinente y poder determinar el estado actual y la valorización de dos unidades marca General Motors perteneciente a la Empresa Eléctrica Milagro se procedió a una inspección técnica de las mismas, al término de la cual se debe indicar lo siguiente:

- a. Los grupos termoeléctricos en mención, son los denominados con los números 11 y 12 y tienen las siguientes características:

INFORMACION	GRUPO No.11	GRUPO No.12
Marca	General Motors	General M.
Modelo	20-645-E4	20-645-E4
Serie	7961-1064	7961-1045
Potencia	2.500 KW	2.500 KW
Horas trabajadas	14.226 horas	13.834 horas

- b. Las unidades son tipo semipaquete, entendiéndose como tales al conjunto motor-generador-compresor, dentro de un furgón metálico: los tableros y transformador de servicios dentro de una caseta que es común para los dos grupos: el radiador separado del furgón y un seccionador igualmente común para las unidades.

Cabe indicar que cada uno de estos grupos poseen un transformador de fuerza 4.16-13.8 KV. y los cables de fuerza para interconectar el generador con los tableros y el transformador.

- c. Los grupos en mención están siendo sometidos a un mantenimiento integral tanto mecánico como eléctrico, el mismo que estará terminado aproximadamente para el 20 de agosto.

d. Considerando que el control y mantenimiento rutinario así como el mantenimiento integral han sido ejecutados en el orden y frecuencia que estos grupos requieran se considerará que el estado de los mismos es bueno y que al finalizar la reparación que se está efectuando, quedarán en condiciones aceptables para prestar servicio.

e. Para determinar el costo actual del grupo, se ha considerado los siguientes parámetros:

- los porcentajes de incremento en el precio base FOB de base unidades (en dólares), proporcionados por la firma SEMCO representante de General Motors, mediante oficio No.C-SEMCO 195-83, a partir del segundo semestre de 1979, son los siguientes:

Enero - Diciembre	1980	4.5%
Enero - Diciembre	1981	5.0%
Enero - Diciembre	1982	11.0%
Enero - Junio	1983	0.0%

- Vida útil de 15 años, dato que consta en el Sistema Uniforme de Cuentas de INECCEL para un

equipo de idénticas características..

Consecuentemente el cálculo del valor actual de cada unidad, partiendo del costo original con escalamiento de costos y depreciándolo en 15 años, es como sigue:

Costo original CIF (Feb.-1980)	US \$ 677.700
Costo original FOB (Feb.-1980) restando aproximadamente un 12% por concepto de seguro y flete	" 596.376
Costo FOB a Diciembre/80 (Esc.4.5%)	" 623.213
Costo FOB a Dcbre./81 (Esc.5.0%)	" 654.374
Costo FOB a Dcbre./82 (Esc. 11.0%)	" 726.355
Costo CIF a agto/83 incrementán dole el 12% que se restó anterior mente.	" 807.679
Valor a agto/83 en sucres (1 us\$ = S/.45 )	
	= 36'345.555

con este valor y buscando la fracción de vida útil que le resta a cada unidad, tenemos:

$$\frac{11.5}{15} ( 36'345.555 ) = S/. 27'864925 "$$





### 6.3 VALUACION DE LOS GENERADORES CON LOS METODOS DE DEPRECIACION Y REVALORIZACION RECOMENDADOS EN ESTA TESIS.

Con el fin de comparar los resultados entre los dos métodos, se realizará este ejemplo de valuación para los mismos equipos que fueron objeto de compra-venta entre INECEL y la Empresa Eléctrica Milagro.

Para esta valuación se ha seleccionado:

- a. El método de depreciación por Horas de Funcionamiento, para representar la depreciación que han sufrido los equipos durante su periodo de funcionamiento ( 3.5 años o 14226 horas ).
  
- b. El método de revalorización por Variación del tipo de cambio de Intervención del Banco Central del Ecuador, a través de sus índices de revalorización correspondientes a cada año y a la fecha de valuación ( agosto 1983 ).

## DATOS DEL GRUPO No. 11

- Costo original CIF (feb/1980 ) = US \$ 677.700  
 en sucres : (1 US \$ = S/25 ) = S/. 16'942500
- tiempo de vida útil: 15 años o 60.000 horas de funcionamiento.
- horas de servicio: 14226 horas
- los datos restantes son los mismos citados en 6.1

## DESARROLLO

Los porcentajes de depreciación se obtendrán en base a las horas de funcionamiento anual del grupo, los cuales se muestran en la TABLA 6.1.

TABLA No. 6.1

PORCENTAJES DE DEPRECIACION SEGUN HORAS DE FUNCIONAMIENTO DEL GRUPO No. 11

Periodo	Horas de func.	% de Depreciación *
Feb.- Dic. 1980	4742	7.90
Ene.- Dic. 1981	5031	8.39
Ene.- Dic. 1982	3096	5.16
Ene.- Ago. 1983	1351	2.25

\* : % Depreciación =  $\frac{\text{horas de funcionamiento.}}{60.000 \text{ horas}}$

Estos porcentajes de depreciación obtenidos, incidirán en el valor del equipo conforme al método de revalorización con depreciación que se desarrollará.

Los diferentes valores del activo revalorizado y sus depreciaciones que se obtienen para cada año, se muestran en la TABLA 3.2 .

#### 6.4 COMPARACION DE RESULTADOS.

Los resultados obtenidos de los cálculos realizados para cada método de valuación son los siguientes:

##### a. Método de valuación empleado por INECEL

COSTO DEL GRUPO ELECTROGENO	S/. 27'865.000
VALOR POR DEPRECIACION:	----- ( 36'345.555)
	3.5
	15
	= S/. 8'480630

##### b. Método de valuación con depreciación por horas de funcionamiento y revalorización por variación del tipo de cambio del Mercado de

TABLA No 6.2

## RESULTADOS ANUALES DE LA VALUACION CON LOS METODOS DE DEPRECIACION Y REVALORIZACION SELECCIONADOS

PARA EL PERIODO 1.980 - 1.983.10

TIEMPO DE VIDA DEL ACTIVO	VALOR BASE	INDICE REV.	% DE DEPRECIACION REVALORIZADO	DEPRECIACION REVALORIZADO	ACTIVO REVALORIZADO	DEPRECIACION ACUMULADA	DEPRECIACION NORMAL-ANUAL
AVO 1	1.980 16,942	1.0860	7.90	1,453.00	16,399.00	1,453.00	1,338.00
AVO 2	1.981 19,399	1.0260	8.39	1,491.00	18,877.00	3,034.00	1,544.00
AVO 3	1.982 18,877	1.2230	5.16	3,711.00	23,087.00	4,685.00	974.00
AVO 4 ††	1.983 23,087	1.3200	2.25	6,184.00	30,475.00	6,703.00	519.00

†† Periodo Ene.-Agt./83.

Valor de Activo a Agosto de 1.983 = ACT.REV. - DEP. ACUMULADA.  
 = 30475 - 6703 = 23772 (miles de sucres).  
 = S/. 23'772.000

Depreciación Acumulada a Agosto de 1.983 = S/. 6'703.000

† Para conocimiento de la secuencia del ejercicio ver numeral 5.5

Intervención del Banco Central del Ecuador.

COSTO DEL GRUPO ELECTROGENO : S/. 23'772.000

VALOR POR DEPRECIACION : S/. 6'703.000

Como se puede observar, el método empleado por INECEL arroja una valor mayor en comparación con el segundo método. Igual situación ocurre con los valores de depreciación que se obtienen.

Esta diferencia de valores se debe fundamentalmente a que en el método empleado por INECEL, se da lugar una doble revalorización, las cuales son:

- La primera que contempla el escalamiento de costo anual en divisas ( dólares ) que sufre el equipo en su país de origen.
  
- La segunda revalorización ocurre al trasladar el costo del equipo de dólares a sucres con el tipo de cambio vigente a Agosto de 1983 ( 1US \$ = S/. 45 ), señalando que en enero de 1980; fecha de inicio de valuación, el tipo de cambio fue de 1US \$ = S/. 25 )

Estas dos revalorizaciones afecta también a la depreciación, puesto que ésta se deduce del valor del activo en la fecha de valuación; de ahí que el valor por depreciación también es alto.

En cambio con el segundo método el activo está sujeto a una sola revalorización, proveniente de la variación del tipo de cambio del Mercado de Intervención del Banco Central del Ecuador, el cual es un índice que refleja el proceso económico del país exclusivamente.

En forma similar, la depreciación se revalorizará con el mismo índice, obteniéndose un valor menor al establecido con el primer método.

Según los resultados obtenidos, podemos decir que el método de valuación seleccionado en esta parte, es más real que el empleado por INECEL para la fijación del precio de venta de grupos electrógenos dentro de nuestro sistema eléctrico nacional, teniendo en cuenta la situación actual de nuestro parque generador eléctrico, el cual es predominantemente de tipo hidroeléctrico.

Teniendo en cuenta esta situación, en el capítulo

siguiente se propone una REGULACION con el fin de normalizar y agilizar la venta de esta clase de equipos entre empresas eléctricas del país, para finalmente en base a una comparación de resultados de las valuaciones realizadas con los métodos utilizados en este capítulo y aquellos que resulten de la Regulación propuesta, definir el más indicado.

## CAPITULO VII

### INTRODUCCION A UNA REGULACION PARA LA FIJACION DEL PRECIO DE VENTA DE GENERADORES A DIESEL DENTRO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

#### 7.1 ANTECEDENTES

El Ecuador por su condición topográfica y por el nivel de precipitaciones anuales es un país rico en recursos hídricos, esto ha incentivado al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas, lo cual resulta más beneficioso al país puesto que se trata de la explotación de un recurso renovable, limitándose así a que las centrales térmicas incluyendo grupos generadores a diesel sirvan solamente como fuentes de emergencia.

Por lo expuesto anteriormente y debido a que en el Ecuador hay una gran capacidad instalada de grupos generadores a diesel, no será tan factible que en el futuro se instale una nueva máquina a manera de reposición en empresas eléctricas incorporadas al SNI. Esto amerita a que se realice un estudio para



definir un precio justo de estos equipos que incentive la compra por parte de otras empresas empeñadas en llevar este servicio a zonas aisladas o alejadas del SNI.

## 7.2 EFECTOS DE LA INCORPORACION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

El hecho de que las empresas eléctricas reciban los beneficios del SNI, originan varias situaciones especiales como son:

1. Una desventaja funcional y económica de las centrales termoeléctricas de propiedad de las empresas eléctricas, puesto que resulta más barato y funcional comercializar la energía eléctrica sirviéndose del SNI.
2. Las centrales termoeléctricas pasan a constituirse en fuentes de emergencia o reserva exclusivamente.
3. Lo anotado en 2. trae como consecuencia que el grado de depreciación disminuye considerablemente en relación a que si se tuviera una operación normal y cotidiana.

4. El aumento de la confiabilidad del SNI conforme se desarrollan los proyectos hidroeléctricos, la construcción de líneas de transmisión y subtransmisión, hará que en lo posterior se reduzca apreciablemente la necesidad de importar grupos electrógenos de mediana o gran potencia.

Estas cuatro situaciones se han constituido en un incentivo para que los propietarios actuales de dichos equipos se queden con lo mínimo necesario y vendan los restantes a precios razonables.

Consecuentemente aumentarán las transacciones de compra-venta de equipos diesel, por lo que es recomendable se propongan regulaciones o cambios en el proceso de revalorización y depreciación, de tal forma que se llegue a un precio justo entre la empresa que se ha incorporado al SNI y la empresa que necesita solventar la falta de energía eléctrica en un lugar aislado o lejano del SNI.

Con esta finalidad se han considerado dos casos para estas transacciones, que son:

- [1] primer caso para aquellos generadores a diesel



- c. El valor revalorizado y depreciado del activo a esa fecha vendría a constituirse en una especie de valor original, del cual se partirá para los ejercicios económicos siguientes.
- d. Como las centrales termeléctricas han pasado a servir como fuentes de emergencia, su depreciación es muy inferior desde el momento de la interconexión, por lo que de esa fecha hacia adelante es preciso depreciar al equipo con el método de depreciación por Horas de Funcionamiento .
- e. El costo real del equipo será tomado como: Costo original a la fecha de la interconexión menos la depreciación que sufrió en los años siguientes, es decir:

$$P_i = P_0 - \sum_{t=1}^n D_t$$

donde :

$P_i$  = Valor a la fecha de valuación para  
 $i$  = la venta del equipo

$P$  = Valor obtenido al momento de la  
o interconexión

$D$  = Cuotas de depreciación anuales  
i

f. Los gastos de operación y mantenimiento de estos equipos que se sufragan después de la interconexión o incorporación siguen formando parte de los gastos de explotación de las empresas eléctricas, por lo que se solventan automáticamente vía tarifaria.

A continuación se efectuará un ejemplo de esta regulación, aplicado a uno de los grupos electrógenos que fueron vendidos por la Empresa Eléctrica Milagro a INECEL en Agosto de 1957.

Con los resultados que se obtendrán en esta parte y los resultados de la valuación de estos grupos electrógenos efectuado por INECEL indicados en el Capítulo anterior, se procederá a compararlos para posteriormente sacar las conclusiones correspondientes.

Los datos principales del grupo electrógeno No. 11 son:

- Costo Original CIF (Feb. 1980)  
US \$ 677.700
- Tiempo de vida útil: 15 años o 60000 horas
- Horas de servicio: 14226 horas
- Los datos restantes están indicados en 6.1
- Fecha de incorporación de la E.E.M.C.A. al SNI : Mayo de 1982

#### DESARROLLO

Según la Regulación, el método de valuación empleado por INECCEL para los dos grupos electrógenos tienen validez solo hasta la fecha de incorporación de la empresa al SNI, por lo que el valor del equipo a esa fecha será:

Costo Original CIF (Feb.1980)	US \$ 677.700
Costo Original FOB (Feb.1980) restando un 12% (seguro y flete)	" 596.376
Costo FOB a Dic.1980 (Esc4.5%)	" 623.213
Costo FOB a Dic.1980 (Esc.5.0%)	" 654374

Costo FOB a Mayo 1982 (Esc. 4.6%) " 684.475

Costo CIF a Mayo 1982 incrementado el 12% que se restó anteriormente. " 765.799

Costo en sucres a Mayo 1982:

(US\$ = S/. 30.25) = S/. 23'165.420

Con este valor y buscando la fracción de vida útil que le restó al grupo a la fecha de interconexión, tenemos:

$$\frac{10.5}{15} \times 23'165.420 = 19'304.517$$

Es decir, S/. 19'304.517 es el valor Fo. del cual se partirá para los siguientes ejercicios económicos hasta la fecha de valuación (Agosto 1983); pero en este caso solo considerando la depreciación que sufre el equipo de acuerdo a sus horas de funcionamiento, las cuales se muestran en la TABLA No. 7.1 .

TABLA No. 7.1

HORAS DE FUNCIONAMIENTO ANUAL Y PORCENTAJES  
DE DEPRECIACION DEL GRUPO No. 11

año	horas de funcionamiento	% Deprec. anual
Feb-Dic 1980	4742	7.90
Ene-Dic 1981	5037	8.39
Ene-May 1982	2076	3.46
May-Dic 1982	1020	1.70
Ene-Ago 1983	1351	2.25

$$* \% \text{ Dep.} = \frac{\text{Horas de func.}}{60.000 \text{ horas}}$$

De acuerdo a los porcentajes de depreciación que se han obtenido, se realizará el proceso de valuación según se indica en la regulación.

En la TABLA No. 7.2 se presenta dicho proceso de valuación, donde se indica los valores correspondientes al precio del equipo y sus depreciaciones.



TABLA No. 7.2

PROCESO DE VALUACION PARA EL GRUPO No. 11 SEGUN  
REGULACION

Periodo	% de De- preciacion	Po (S/.)	Di. (S/.)	$\sum Di$ (S/.)
Feb-Dic 1980	1.70			
Ene-Oct 1981	1.19			
Ene-May 1982	3.46	19'304.517		
May-dic 1982	1.70		328.177	
Ene-Ago 1983	2.25		434.352	762.529
-----				
$Pi - Po$		$\sum Di = 19'304.517$	$762.529$	$= S/.18'541.988$

### 7.3.2 Inversión original en moneda extranjera (dólares).

Este caso se refiere a cuando una empresa eléctrica para la adquisición del grupo electrogénico tuvo que endeudarse en dólares, por lo que las amortizaciones del préstamo realizado debe efectuarse igualmente en dólares. De ahí que la regulación propuesta a continuación, está bajo la condición de que la reventa del equipo debe también ser

efectuada en dólares.

La regulación para este caso considera los siguientes puntos :

1. Los ejercicios económicos anuales se lo realizan en dólares, por lo que la revalorización del equipo objeto de compra-venta resulta automática en nuestra moneda.
2. No se tomarán en cuenta los índices de escalamiento de precios del país de origen del activo, tal como lo hace el método de revalorización empleado por INECCEL, puesto que se considera que no habrá reposición.
3. Las cuotas de depreciación que se han obtenido a manera de fondo para reposición, durante los años de servicio hasta la fecha en que se decide vender el equipo, se constituyen en un elemento deductivo para obtener el precio de venta de la máquina.
4. El valor total de la inversión inicial o

costo original menos la depreciación acumulada en dólares hasta la fecha de reventa, será el precio a pagarse por el comprador de esta máquina, es decir:

$$P_1 = P_0 - \sum_{i=1}^n D_i$$

donde:

$P_1$  = Precio de venta del equipo.

$P_0$  = Precio original del equipo.

$\sum_{i=1}^n D_i$  = Cuotas de depreciación anuales obtenidas desde la puesta en funcionamiento hasta la fecha en que se decide venderlo.

Todas estas cantidades en dólares.

5. El proceso de depreciación que el equipo ha ido experimentando, se lo representará de acuerdo a sus horas de funcionamiento. Por tanto se utilizará el método de Depreciación por Horas de Funcionamiento.

to, puesto que de esta forma se refleja  
 en: plenamente su estado físico real al  
 momento de la valuación.

6. El valor Pi deberá ser pagado por la  
 empresa compradora en sures equivalentes  
 al valor en dólares a la fecha de valua-  
 ción.

El ejemplo de aplicación que se realizará  
 para esta Regulación estará aplicado a BIBLIOTL  
 mismo grupo electrógeno No. 11 que sometió a  
 valuación con la Regulación anterior, con  
 el fin de comparar los resultados y sacar  
 las conclusiones correspondientes.

Los datos de este grupo se mostraron en 6.1  
 siendo los mas importantes los siguientes:

Costo Original CIF (Feg-1980)	US \$677.700
Horas de servicio a Ago.1983	14.226 Hs.

Los datos restantes son similares a los  
 indicados en 6.1.

DESARROLLO



De acuerdo a esta Regulación (inversión original en moneda extranjera) la valuación se lo efectuará desde la puesta en funcionamiento del grupo, dejando sin efecto la valuación realizada por INECEL, tal como se muestra a continuación:

Según las horas de funcionamiento que ha tenido el equipo, obtenemos el porcentaje de depreciación; y con éstos las cuotas de depreciación correspondientes para cada período, tomando como base el costo original CIF en dólares, tal como se muestra en la TABLA No. 7.3

TABLA No. 7.3  
 PORCENTAJES Y CANTAS DE DEPRECIACION SEGUN HORAS DE  
 FUNCIONAMIENTO DEL GRUPO No. 11

Periodo	% de Depre- ciación	Costo Origo. Po (CIF) US. \$	Depreciación (Di) US \$
Feb. 1980		677.700	
Feb - Ago 1980	7.70		53.538
Ene - Dic 1981	3.39		56.859
Ene - May 1982	3.46		23.448
May - Dic 1982	1.70		11.521
Ene - Ago 1983	2.25		15.248
$\sum Di =$ US \$ 160.614			

De acuerdo a la Tabla 7.3. el valor CIF de  
 Pi. a Agosto de 1983 es:

$$P_i = P_o - \sum D_i$$

$$P_i = 677.700 - 160.614$$

$$P_i = US \$ 517.086$$

Valor a Ago-1983 en sucres (1 US \$ = S/.45):

$$P_i = S/. 23'268.870$$

En este caso el valor del grupo que originalmente ha sido adquirido en divisas tiene un valor de reventa de US. \$ 517.086 o su equivalente en sucres a la fecha de valuación; es decir: S/. 23'268.870 .

#### 7.4 COMPARACION DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES DE LAS VALUACIONES REALIZADAS.

Una vez realizadas las valuaciones con los cuatro métodos presentados, aplicados a los grupos eléctricos y a diesel que fueron objeto de compra-venta entre la Empresa Eléctrica Milagro e INECEL, se procede a comparar los resultados que han arrojado cada uno de ellos.

La Tabla 7.4 muestra los resultados obtenidos para cada uno de los métodos.

De la observación de los resultados obtenidos con cada uno de los métodos de valuación presentados se puede concluir lo siguiente.

- El método que presenta INECEL arroja el valor más alto, puesto que éste a más de no hacer consideraciones de ningún tipo respecto a la

realidad del sistema eléctrico nacional, somete al equipo a una doble revalorización; esto es: en moneda nacional y moneda extranjera, obteniéndose en consecuencia un valor que está en función del costo de reposición del equipo.

El método de valuación que emplea el Índice del tipo de cambio del dólar de Intervención del Banco Central del Ecuador, conjuntamente con una depreciación por horas de funcionamiento, arroja un costo menor del equipo, puesto que éste ya no considera la revalorización en moneda extranjera, es decir la que sufre el equipo en el país de origen.

Nótese una similitud en el precio de venta que existe con el obtenido por medio de la Regulación para inversión original en moneda extranjera; esto se debe a que en ambos métodos la revalorización se efectúa hasta la fecha de venta del equipo utilizando el Índice del tipo de cambio del Mercado de Intervención; pero vale destacar la sencillez con que se realiza la valuación con el método de la regulación propuesta.

En consecuencia, si la inversión que ha hecho la



TABLA No. 7.4

RESULTADOS DE LAS VALUACIONES APLICADOS AL GRUPO  
ELECTROGENO No. 11

Método de Valuación.	Precio de venta del grupo	Depreciación acumula- da a fecha de valuac.
INEDEL	27'865.000	8'480.000
Utilizando el índice de variación del tipo de cambio y deprec. por horas de func.	23'772.000	6'703.000
Regulación para inver- sión en mo- neda nacional.	18'541.000	4'623.000
Regulación para inversión en moneda ex- tranjera	23'268.870	7'227.630

empresa para adquirir el grupo es en dólares, es recomendable la utilización del método propuesto en la Regulación, para valuaciones de grupos electrógenos que tengan inversiones originales de estas características.

- Finalmente se observa que la valuación efectuada según la Regulación para inversión original en moneda nacional arroja el menor costo, puesto que en este caso la revalorización solo se efectúa hasta la fecha de incorporación de la empresa eléctrica al SNI.

De acuerdo a lo manifestado al inicio de este capítulo, respecto a la situación actual del sistema eléctrico del país, la Regulación para Inversión Original en Moneda Nacional es a nuestro criterio la más indicada para determinar el precio de venta de los generadores a diesel puesto que:

- Son equipos que la empresa eléctrica incorporada al SNI no los explotan adecuadamente; mas bien deben efectuar gastos solo para mantenerlos operativos y en condiciones adecuadas.

- Si bien es cierto que el costo resultante es relativamente menor, se debe tomar en cuenta que la empresa está vendiendo equipos que económicamente no son rentables, por lo que resultaría más beneficioso que el dinero que la empresa obtenga de la venta del equipo pueda reinvertirlos en otros activos dentro de la misma empresa.

#### 7.5 CONSIDERACIONES FINALES.

Las ventajas que obtienen las empresas eléctricas al entrar a formar parte del Sistema Nacional Interconectado - el cual ha sido creado para aminorar los costos de este servicio en beneficio del consumidor y alcanzar un grado de confiabilidad aceptable - deben ser retribuidas en alguna forma por dichas empresas eléctricas.

Una de las retribuciones puede ser que, teniendo capacidad de generación instalada prácticamente en desuso, vendan a precios justos y razonables a otras empresas eléctricas interesadas en dotar de este servicio a zonas que carecen del mismo, y que no serán servidas en fecha cercana por medio del Sistema Nacional Inteconectado.

Desde el punto de vista legal el establecimiento de una Regulación para la valuación de los activos fijos está amparado por la autorización dada en 1983 por la Superintendencia de Compañías, la cual permite a INECEL y a las empresas eléctricas establecer sus propios mecanismos de revalorización de sus activos.

Así también el Reglamento para la fijación de tarifas por el suministro de energía eléctrica, emitido por INECEL y publicado en el Registro Oficial el 21 de Diciembre de 1983 señala lo siguiente:

"Art. 6. Inventarios y avalúo .- Las empresas eléctricas efectuarán el inventario y avalúo de los bienes afectos al servicio eléctrico bajo las normas y criterios aprobados por el Directorio de INECEL.

Art. 16.- La actualización o modificación que debe hacerse respecto a los porcentajes de depreciación establecidos en la tabla para casos especiales o por razones de obsolescencia, inadecuamiento, etc. deberán ser autorizados previamente por el Directorio de INECEL".

De acuerdo a esto es procedente efectuar cambios en

los procesos de valuación, por lo que es recomendable que la regulación propuesta en esta Tesis sea considerada para tal propósito.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del análisis que se ha realizado de los diferentes métodos de valuación de activos, se observa en primera instancia que la selección del método más apropiado, depende de la finalidad de la valuación; las cuales generalmente son: administración financiera, fijación de tarifas por los servicios suministrados, o para definir un valor para efectos de compra-venta de los activos.

Del desarrollo de este trabajo se observa que en las actuales circunstancias en que se desenvuelven los sistemas eléctricos no es suficiente la valuación del equipo que considere la vida útil remanente, la depreciación acumulada y la revalorización por devaluación monetaria.

Se considera que es necesario además tomar en cuenta la futura operación del equipo, considerando que la mayor parte de la potencia y energía serán provistos por los grandes sistemas hidroeléctricos a través del SNI.

Para los casos en que se desean establecer los estados financieros, llevar los libros de contabilidad de las empresas y la fijación de las tarifas por el servicio de

energía eléctrica, es recomendable que la depreciación se lo realice con un método que refleje en mejor forma la variación de los activos de la empresa.

Por tanto es necesario que el método actualmente utilizado ( Depreciación en Línea Recta ) sea reemplazado por el método de Depreciación a Tasa Constante; puesto que éste arroja valores de depreciación progresivamente menores, equilibrando de esta forma los gastos de explotación; si tomamos en cuenta que los costos de operación y mantenimiento son progresivamente mayores.

Como todo proceso de valuación de activos involucra una revalorización de los mismos, en este trabajo se ha visto la necesidad de realizar un análisis de los diferentes métodos de revalorización. El análisis está aplicado al campo eléctrico, considera las circunstancias específicas de la interconexión al SNI y del mismo se ha concluido que:

- El método de revalorización que utiliza INECEL a través de la fórmula polinómica de escalamiento de precios, es adecuado para revalorizar o actualizar proyectos en ejecución o recientemente instalados; pues utiliza una serie de rubros con sus índices correspondientes de escalamiento. Por ejemplo al revalorizar una subesta-

ción, además de revalorizar el transformador, revaloriza todos los elementos que conforman la dicha instalación y los gastos que se han efectuado durante su construcción como: mano de obra, combustibles, etc.

- El método que utiliza la Superintendencia de Compañías está diseñado o es adecuado para revalorizar activos fijos exclusivamente. En vista de que la compra-venta de equipos está más identificada con este segundo caso, en esta tesis se recomienda utilizar dicho método de revalorización.

Una correlación de que el método de la Superintendencia de Compañías es adecuado para la valuación de equipos eléctricos con fines de compra-venta es la facilidad de su aplicación y los resultados realistas que se obtienen en los cálculos de la compra-venta de transformadores de potencia. En la aplicación del método se observan los siguientes puntos:

1. Utiliza como índice de revalorización el tipo de cambio vigente (sucre/dólar) al momento de la valuación.
2. El transformador es un bien de importación generalmente.



3. Utiliza el método de depreciación en Línea Recta, el cual resulta adecuado si consideramos que los transformadores tienen generalmente un desgaste uniforme y un gran periodo de vida útil de 30 años promedialmente.

En lo que respecta a la valuación de generadores a diesel para fines de compra-venta entre empresas eléctricas del país se concluye que:

- El método que emplea INECEL arroja el valor mas alto en relación a las tres variaciones de valuación que se recomiendan. Esto se debe a que se aplica una doble revalorización al equipo: la primera por escalamiento de precios en moneda extranjera y la segunda por escalamiento en moneda nacional; es decir lo revaloriza en función de su costo de reposición.
- Desde el punto de vista técnico, se considera que este método no es adecuado, ya que no refleja la realidad de la situación. La razón es que al emplear la depreciación en Línea Recta no se considera la variación del grado de depreciación que experimentan estos equipos, debido a que han reducido considerablemente su régimen de funcionamiento desde el momento en que la empresa se ha incorporado al SNI.

- Por tanto se evidencia la necesidad de representar la depreciación a través de sus horas de funcionamiento; y, consecuentemente la presentación de las tres alternativas de valuación desarrolladas en esta tesis, que no son más que variaciones del criterio del cálculo de depreciación por horas de funcionamiento.

Las mencionadas tres variaciones o alternativas de valuación son:

1. Valuación con los métodos de depreciación y revalorización seleccionados.
2. Valuación según Regulación para Inversión Original en moneda nacional.
3. Valuación según Regulación para Inversión Original en moneda extranjera.

Los resultados que se obtienen con estas valuaciones son menores a los obtenidos por el método actualmente utilizado por INECEL. En ellas se toma en cuenta la nueva realidad eléctrica nacional; esto es, que el sistema de generación ha pasado a ser en su mayoría del tipo hidroeléctrico. Por tanto las centrales térmicas y los generadores a diesel difícilmente serán objeto de reposición.

Si bien es cierto que el precio de venta resultante es relativamente menor, se debe tomar en cuenta que se están vendiendo equipos que son de uso esporádico y por tanto no son rentables a la empresa vendedora. Esta situación no hace más que reflejar la menor importancia económica que adquieren los sistemas diesel, desde el momento en que la empresa eléctrica recibe energía del SNI.

Desde el punto de vista de la empresa eléctrica compradora, ésta se verá favorecida puesto que se le ofrecería equipos diesel a un costo atractivo, abriéndose la posibilidad de que zonas que no reciben energía eléctrica a través del SNI, adquieran este servicio a través de este tipo de generación eléctrica.

Por tanto se recomienda el uso del método de valuación con los métodos de Depreciación y Revalorización seleccionados en esta tesis al campo de la compra-venta de generadores a diesel entre las empresas eléctricas del país. Estos métodos deben utilizarse hasta que INECEI emita en forma oficial una Regulación para el efecto, lo cual es necesario por todas las circunstancias anotadas en el desarrollo de esta tesis.

La implementación de la Regulación recomendada no tendrá

tropiezos desde el punto de vista legal, en razón de que el Reglamento para la Fijación de las tarifas por los servicios eléctricos permiten el establecimiento de nuevos procesos de valuación que sean más adecuados al sector eléctrico.

De acuerdo a esto es procedente efectuar cambios en los procesos de valuación, por lo que es recomendable que el esbozo de la Regulación propuesta en esta Tesis pase a servir como guía para la conformación de una Regulación Oficial por parte de INECEL con el fin de agilizar y normalizar la venta de estos grupos electrogenos entre empresas eléctricas.

El uso de cualquiera de las dos valuaciones presentadas en la Regulación depende de cómo se ha hecho la inversión original del equipo:

Si se ha adquirido en moneda nacional debe utilizarse la Regulación para Inversión Original en Moneda Nacional; y

Si para la adquisición del grupo la empresa se ha endeudado en divisas (dolares) debe utilizarse la Regulación para Inversión Original en Moneda Extranjera.

Adicionalmente esta Regulación debe extenderse a los

demás equipos que forman parte integral del sistema de generación termoeléctrico; tal es el caso de los transformadores de elevación que normalmente vienen con los generadores y tienen relación de transformación diferente a las convencionales de nuestro sistema eléctrico, por ejemplo 230/380/6.300 V.

Por otro lado, el reemplazo de los grupos electrógenos y en general de las centrales térmicas por los sistemas de generación hidroeléctricos amerita a que se revisen los procedimientos para la revalorización de activos de las empresas eléctricas con el objeto de fijar las tarifas.

En estos casos se están revalorizando equipos que ya no se los están utilizando, aumentando de esta forma el valor de los activos. Esto incide en la rentabilidad de la empresa y por tanto en los costos de las tarifas que debe pagar el usuario por este servicio.

ANEXO A

INDICES DE REVALORIZACION UTILIZADOS POR LA  
SUPERINTENDENCIA DE COMPANIAS PARA LA  
REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS.

PARTE A.1

COTIZACIONES DEL DOLAR DEL MERCADO DE INTERVENCION  
DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR DESDE 1.970 HASTA LA  
FECHA PARA REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS POR EL  
METODO DE VARIACION DEL TIPO DE CAMBIO.

PRO. DIOS ANUALES, TRIMESTRALES Y MENSUALES

ENSUCRES

	MERCADO OFICIAL			MERCADO DE INTERVENCIÓN			MERCADO LIBRE (1)		
	Compra	Venta		Compra	Venta		Compra	Venta	
1980	24.80	24.95		26.75	27.15		27.68	27.78	
1981	24.90	24.95		27.58	27.88		30.76	30.76	
1982	30.00	30.95		30.00	34.11		49.78	49.81	
1983	44.20	45.01		82.37 (2)	83.22 (2)		83.47	83.47	
1984	62.30	63.55		91.55	92.55		95.43	96.09	
1985	70.38	71.75		95.00	96.50		115.52	116.29	
1986	95.00	96.50 (3)		122.05	123.42		150.85	151.40	
1985									
I Trimestre	66.50	67.85		95.00	96.50		119.94	121.65	
II Trimestre	66.50	67.85		95.00	96.50		113.90	114.69	
III Trimestre	66.50	67.85		95.00	96.50		108.36	109.03	
IV Trimestre	82.02	83.45		95.00	96.50		122.84	123.57	
1986									
I Trimestre	95.00	—		104.44	105.90		138.89	139.51	
II Trimestre	95.00	—		108.50	110.00		162.98	163.76	
III Trimestre	95.00	—		129.27	130.70		157.10	157.48	
IV Trimestre	95.00	—		146.00	147.00		144.44	144.83	
1986—Enero	95.00	96.50		96.31	97.81		130.39	130.74	
Febrero	95.00 (4)	—		108.50	110.00		145.36	146.20	
Marzo	95.00	—		108.50	110.00		140.92	141.60	
Abril	95.00	—		108.50	110.00		156.60	157.23	
Mayo	95.00	—		108.50	110.00		162.56	163.69	
Junio	95.00	—		108.50	110.00		169.79	170.37	
Julio	95.00	—		108.50	110.00		164.44	164.94	
Agosto	95.00	—		129.52	131.40		161.42	161.50	
Septiembre	95.00	—		149.80	150.80		145.45	145.95	
Octubre	95.00	—		146.00	147.00		143.43	144.00	
Noviembre	95.00	—		146.00	147.00		144.52	144.74	
Diciembre	95.00	—		146.00	147.00		145.37	145.74	
1987									
I Trimestre	95.00	—		146.00	147.00		148.87	149.08	
II Trimestre	95.00	—		154.27	155.27		177.45	177.87	
III Trimestre	95.00	—		172.00	173.00		196.04	196.53	
1987—Enero	95.00	—		146.00	147.00		146.12	146.29	
Febrero	95.00	—		146.00	147.00		147.57	147.70	
Marzo	95.00	—		146.00	147.00		152.92	153.24	
Abril	95.00	—		149.67	150.67		165.23	165.67	
Mayo	95.00	—		154.60	155.60		178.92	179.23	
Junio	95.00	—		158.55	159.55		188.20	188.71	
Julio	95.00	—		162.50	163.50		192.35	192.77	
Agosto	95.00	—		168.95	169.95		199.72	200.29	
Septiembre	95.00	—		184.55	185.55		n.d.	n.d.	
Octubre	95.00	—		198.00	199.00		n.d.	n.d.	

(1) Corresponde a promedios ponderados del dólar cheque.

(2) Corresponde a promedio marzo-diciembre.

(3) Corresponde a promedio de enero.

(4) Tipo de cambio que rige para efectos contables en el balance del Banco Central a partir de enero 23, 1986, Regulación N.º 315-86.

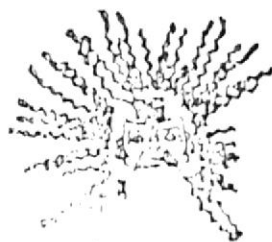
n.d. No disponible.

FUENTE: Banco Central del Ecuador y Superintendencia de Bancos.



PARTE A.2

INDICES DE REVALORIZACION SUMINISTRADOS POR EL  
BANCO CENTRAL DEL ECUADOR PARA REVALORIZACION DE  
ACTIVOS FIJOS POR EL METODO DE COSTO DE REPOSICION.



# BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

## INDICE DE REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS

AÑO	Índice	Variación Porcentual Anual
1971	67.16	—
1972	70.60	5.50
1973	78.20	10.45
1974	89.30	14.23
1975	100.00	11.87
1976	108.01	8.01
1977	118.65	10.04
1978	130.55	11.02
1979	142.78	9.37
1980	155.11	8.64
1981	165.99	7.02
1982	218.78	31.81
1983	380.06	73.72
1984	723.33	90.32
1985	943.47	30.43
1986	1.234.62	30.88
1987	1.731.92	40.28

### METODOLOGIA

El Índice de Revalorización de Activos Fijos ha sido elaborado on base a los lineamientos generales establecidos en el Decreto N° 1149 de 23 de septiembre de 1985, publicado en el Registro Oficial 282, de los mismos mes y año.

El índice tiene como base el índice de valor unitario CIF de las importaciones de bienes de capital y equipo de transporte realizadas por el Ecuador, así como el índice de precios de las exportaciones de este tipo de bienes de Estados Unidos, Alemania y de los principales países proveedores.

El índice de valor unitario CIF de las importaciones de bienes de capital, se calcula en base a una metodología que considera todos estos bienes; los precios netos de las respectivas partidas arancelarias; y, los coeficientes de variación y desviación del estándar, a nivel de país de origen y número de transacciones.

El índice de precios de las exportaciones de maquinaria y equipo de transporte de los principales proveedores del Ecuador, es proporcionado por la Oficina de Estadística de las Naciones Unidas.

Al índice resultante de los índices mencionados anteriormente, se le aplica un factor del tipo de cambio y se realiza un ajuste en función de la evolución conjuntural de la moneda ecuatoriana.

Noviembre, 1987

ANEXO B

INDICES DE ESCALAMIENTO DE PRECIOS DE  
PROYECTOS Y/O ACTIVOS FIJOS DEL SECTOR  
ELECTRICO

## ANEXO E

### INTRODUCCION

Para la obtención de los índices de revalorización de los equipos eléctricos, se requieren de los índices para escalamiento de precios en proyectos y activos fijos del sector eléctrico, presentados en este anexo, los cuales son los más actualizados de acuerdo a la disponibilidad de información a la fecha.

En la primera parte, se presentan los índices de escalamiento en proyectos hidroeléctricos, en la segunda parte para subestaciones, turbinas y generadores, en la tercera parte se consignan los índices de escalamiento promedio para los proyectos de activos fijos antes mencionados.

PRIMERA PARTE

INDICES PARA ESCALAMIENTO DE PRECIOS EN PROYECTOS  
HIDROELECTRICOS

CUADRO 1 "INDICE DE MATERIALES . SECTOR INDUSTRIAL NACIONAL."

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTE.	NOV.	DIC.	INDICE ANUAL
1.975													
1.976													
1.977													
1.978													
1.979													
1.980	166.0	168.0	169.5	170.6	171.2	171.3	172.6	172.8	173.1	173.6	176.7	177.4	171.9
1.981	177.5	179.7	181.9	182.0	186.3	188.6	189.3	195.0	197.0	197.0	197.6	197.6	189.1
1.982	207.7	210.5	212.9	213.9	215.9	217.5	223.0	224.4	228.1	228.9	230.4	231.0	220.4
1.983	233.0	236.5	247.7	263.8	269.6	275.8	309.4	330.5	337.7	342.6	344.5	344.9	294.7
1.984	358.2	259.6	362.3	369.9	386.2	386.6	404.5	415.0	423.1	433.7	450.3	453.5	391.9
1.985	475.0	493.0	500.3	509.9	514.9	516.5	550.7	550.9	565.9	576.7	578.1	586.5	534.9
1.986	617.9	637.2	649.4	655.0	674.6	691.5	e>705.8	e>720.4					

e) estimado

CUADRO 2 "INDICE DE PRECIOS DE EQUIPOS PARA CENTRALES NUCLEARES (PECN. 1)  
(INDICE DE PRECIOS AL POR MAYOR DE HIERRO Y ACERO EN LOS EE.UU.) 1/

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTB.	NOV.	DIC.	INDICE ANUAL
1.975	199.4	200.5	200.6	201.1	200.6	199.4	197.3	198.4	200.4	204.7	204.1	204.3	200.9
1.976	205.9	209.6	211.3	213.2	213.1	217.8	219.7	219.6	218.7	218.8	218.9	222.6	215.8
1.977	224.2	224.7	227.3	227.0	227.0	227.0	232.1	233.2	236.0	234.4	233.5	235.7	230.2
1.978	237.9	244.6	247.2	251.7	251.7	252.5	253.9	258.6	258.5	259.9	261.7	263.2	253.5
1.979	272.4	274.9	279.9	279.8	279.0	282.9	286.2	286.1	285.5	289.2	292.0	292.8	283.4
1.980	297.4	300.3	301.8	307.0	304.7	303.4	300.6	302.6	304.5	310.5	312.7	316.4	305.2
1.981	323.0	323.2	328.2	330.9	330.6	329.9	338.7	339.9	339.7	341.7	339.8	339.7	333.8
1.982	340.5	341.3	342.0	342.8	341.0	339.2	337.4	337.4	337.5	337.6	336.3	336.3	339.1
1.983	338.1	339.9	341.6	341.7	341.1	340.4	341.3	342.8	347.6	348.2	349.2	350.0	343.5
1.984	354.1	356.3	356.1	356.5	357.1	356.8	357.2	357.4	357.9	358.4	357.7	357.4	356.9
1.985	357.4	357.7	358.2	357.8	356.3	354.9	354.6	354.6	354.8	354.3	352.9	353.0	355.5
1.986	342.6	342.6	341.8	341.7	343.1	343.0	342.9 e)	343.2					

e) estimado

1/ La serie histórica consta en la publicación "Producer Prices and Price Indices del departamento del trabajo de los EE.UU. La primera publicación la reciben regularmente en la Embajada de los EE.UU. Para la segunda publicación se ha solicitado suscripción a la Superintendencia de Documentos de los EE.UU. Tabla 6 Código 101





CUADRO A INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR DE LOS EE.UU.

Índice de Escalamiento de mano de obra importada.

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTO.	NOV.	DIC.	INDICE ANUAL
1.972	187.1	188.4	191.7	191.4	192.3	195.7	195.7	197.7	199.1	200.7	201.8	202.2	195.7
1.973	204.7	203.1	209.7	211.8	214.7	216.9	219.4	221.6	223.7	225.5	227.6	229.0	217.7
1.980	233.3	226.5	239.9	242.6	245.1	247.8	248.0	249.6	251.9	254.1	256.4	258.7	247.0
1.981	260.1	253.5	265.1	266.8	269.1	271.4	274.6	276.5	279.1	279.7	280.4	281.1	269.0
1.982	282.1	282.9	282.5	283.7	286.5	290.1	291.8	292.9	292.8	293.5	297.2	292.0	289.7
1.983	291.1	292.3	293.0	294.0	296.3	297.2	298.2	298.5	300.8	301.3	301.4	301.5	297.3
1.984	302.7	307.3	307.7	304.1	305.4	306.2	307.5	310.3	312.1	312.2	313.9	312.1	307.5
1.985	311.6	313.9	315.7	316.7	317.8	318.7	319.6	319.6	320.5	321.7	322.6	323.4	318.5
1.986	324.7	323.2	321.4	320.4	321.4 e)	321.0 e)	320.5 e)	320.2					

Fuente: Boletines Mensuales del Survey of Current Business. (consumer price, all items, wage earners and clerical workers)

e) estimado

CUADRO 5 INDICE DE CONSTRUCCION, MAQUINARIA Y EQUIPO,  
MAQUINARIA A CIELO ABIERTO 1/

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTB.	NOV.	DIC.	INDICE ANUAL
1.975													
1.977	202.8	209.1	209.5	211.4	218.0	215.2	214.9	215.8	215.7	218.3	221.4	221.8	204.5
1.978	222.6	224.0	225.7	227.9	229.8	230.7	232.4	234.2	236.5	240.1	241.9	243.5	232.4
1.979	245.2	247.9	247.7	250.6	262.7	253.1	256.5	258.0	258.5	262.9	264.5	268.2	256.7
1.980	275.4	277.5	278.4	282.9	284.2	286.8	290.9	292.9	295.0	298.4	299.7	301.1	288.6
1.981	305.9	310.0	312.9	314.7	318.4	320.1	324.0	324.9	326.5	329.0	329.6	332.0	320.7
1.982	374.4	376.0	379.1	381.5	383.0	384.6	386.1	386.5	386.5	387.6	387.8	387.8	387.4
1.983	348.6	349.3	349.6	350.2	352.2	352.5	352.7	352.8	357.4	353.5	353.7	353.7	354.4
1.984	354.3	355.9	355.9	357.6	357.9	358.1	358.3	358.9	357.2	357.5	360.1	359.6	349.6
1.985	360.4	361.7	361.8	361.2	361.9	362.3	362.3	362.5	362.8	363.1	363.4	363.6	362.7
1.986	365.0	365.4	365.7	366.1	366.3	366.9	366.9	e/767.2					

1/ Fuente: Producer Prices and Price Indices, Tabla No 5 Código 112. Publicación mensual del U.S. Department of Labor Statistics.

↑ Interpolación aritmética

e/ estimado

CUADRO No. 2 PRECIO MEDIO DE COMBUSTIBLE A NIVEL DE DISTRIBUCION IS. SALON.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTB.	NOV.	DIC.	INDICE ANUAL
1.976	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07
1.977	4.07	7.28	12.90	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	11.78
1.978	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	17.21	20.50	20.50	14.60
1.979	20.50	20.50	20.90	21.50	21.50	21.50	22.50	22.50	22.50	23.50	23.50	23.50	22.03
1.980	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07
1.981	4.07	7.28	12.90	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	11.78
1.982	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	17.21	20.50	20.50	14.60
1.983	20.50	20.50	20.90	21.50	21.50	21.50	22.50	22.50	22.50	23.50	23.50	23.50	22.03
1.984	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07
1.985	4.07	7.28	12.90	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	11.78
1.986	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	17.21	20.50	20.50	14.60

SEGUNDA PARTE

INDICES PARA ESCALAMIENTO DE PRECIOS PARA SUBESTACIONES,  
TURBINAS Y GENERADORES.

CUADRO No. 7 SUBESTACIONES (EN%) 1/

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	INDICE ANUAL
1.976	0.97	0.97	0.94	0.94	0.95	0.96	0.95	0.94	0.97	0.97	0.97	0.98	0.96
1.977	0.98	0.98	0.99	0.99	1.00	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.03	1.04	1.01
1.978	1.04	1.04	1.05	1.05	1.06	1.07	1.08	1.08	1.09	1.09	1.10	1.11	1.07
1.979	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16	1.16	1.19	1.20	1.21	1.21	1.22	1.23	1.18
1.980	1.23	1.24	1.26	1.27	1.29	1.30	1.32	1.33	1.34	1.34	1.34	1.35	1.30
1.981	1.35	1.36	1.37	1.38	1.39	1.40	1.41	1.42	1.44	1.44	1.45	1.46	1.41
1.982	1.46	1.47	1.48	1.48	1.49	1.50	1.51	1.51	1.52	1.52	1.52	1.52	1.50
1.983	1.51	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.53	1.54	1.54	1.54	1.54	1.51
1.984	1.54	1.54	1.54	1.54	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.56	1.56	1.55
1.985	1.55	1.56	1.56	1.56	1.56	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.58	1.57
1.986	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58 e)	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.57

1/ Valores observados : Base 1977 = 1.00

\*\* Interpolación aritmética

1/ Fuente: Engineering News Record. Quarterly cost round up. Water and Power Construction Cost. Revistas Esfer. semana de marzo, junio, setiembre y diciembre de cada año.

e) estimado

CUADRO No 8

TURBINAS Y GENERADORES (ENR) 1/

AVO	ENERO †	FEBR ††	MARZO ††	ABRIL †	MAYO ††	JUNIO ††	JULIO †	AGOSTO ††	SEPT. ††	OCT. †	NOV. ††	DIC. ††	INDICE ANUAL
1.976	0.91	0.91	0.91	0.91	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95	0.95	0.96	0.97	0.93
1.977	0.98	0.98	0.99	0.99	1.00	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.03	1.01
1.978	1.07	1.04	1.05	1.05	1.06	1.07	1.07	1.07	1.08	1.08	1.09	1.10	1.07
1.979	1.10	1.11	1.12	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16	1.17	1.17	1.18	1.19	1.15
1.980	1.20	1.22	1.23	1.25	1.28	1.30	1.33	1.34	1.36	1.37	1.38	1.39	1.30
1.981	1.38	1.41	1.42	1.44	1.45	1.47	1.48	1.49	1.51	1.52	1.53	1.54	1.47
1.982	1.54	1.55	1.56	1.56	1.57	1.57	1.58	1.58	1.59	1.59	1.59	1.59	1.57
1.983	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.61	1.61	1.61	1.62	1.62	1.62	1.63	1.61
1.984	1.63	1.63	1.63	1.63	1.64	1.64	1.65	1.64	1.65	1.65	1.65	1.66	1.64
1.985	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.67	1.67	1.67	1.68	1.68	1.68	1.69	1.67
1.986	1.69	1.69	1.70	1.70	1.70	1.71	1.71 e/	1.71					

† Valores observados : Base 1977 = 1.00

†† Interpolación aritmética

1/ Fuente: Engineering News Record. Quarterly cost round up. Water and Power Construction Cost. Revistas User, semana de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

e/ estimado

TERCERA PARTE

INDICES DE ESCALAMIENTO DE PRECIOS PROMEDIOS PARA  
PROYECTOS Y ACTIVOS FIJOS DEL SECTOR ELECTRICO

TABLE No. 1

INDICE DE PRECIOS Y DE INFLACION DE MATERIALES Y MANO DE OBRERA  
A LOS SELECCIONADOS

AÑO	INDICE PROMEDIO ANUAL	INFLACION	AÑO	INDICE PROMEDIO ANUAL	INFLACION
1.978	-	-	1.978	303.2	10.2
1.979	-	-	1.979	335.2	13.5
1.980	171.9	15.9	1.980	380.4	16.0
1.981	189.1	15.6	1.981	441.3	17.6
1.982	220.4	33.5	1.982	519.1	47.9
1.983	294.3	36.0	1.983	767.9	31.6
1.984	400.2	33.7	1.984	1010.6	28.1
1.985	534.9	25.1	1.985	1245.0	18.2
1.986*	659.0	-	1.986	1530.5	-

\* promedio del periodo enero-agosto 1986



TABLA No. 2

INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EN LOS EE.UU. Y TASA DE INFLACION  
 DEL PERIODO 1978-1984.

AÑO	INDICE DE PRECIOS (promedio anual)	INFLACION (%)
1.978	197.2	11.9
1.979	217.7	13.4
1.980	247.0	10.2
1.981	272.3	5.0
1.982	288.7	2.6
1.983	297.2	3.5
1.984	307.7	3.5
1.985	318.5	1.0
1.986*	321.6	

\*promedio del periodo enero-agosto 1986

Tabla No 3

INDICE DE PRECIOS PROMEDIO ANUALES Y TASA DE INFLACION PARA COMPONENTES EN MONEDA EXTRANJERA DE DIFERENTES TIPOS DE PRODUCTOS.

INDICE DE MAQUINARIA EN SUPERFACIA		INDICE DE MAQUINARIA A CIELO ABIERTO.	
AÑO	INDICE DE PRECIOS (promedio anual)	INDICE DE PRECIOS (promedio anual)	Tasa de Inflacion %
1.977	235.5	214.8	
1.978	251.1	232.4	8.2
1.979	272.6	256.3	10.3
1.980	305.4	286.6	12.6
1.981	325.0	320.3	11.0
1.982	359.3	343.4	7.2
1.983	368.3	352.2	2.9
1.984	374.2	357.3	1.5
1.985	379.6	362.3	1.4
1.986*	381.8	366.2	1.1

\*promedio del periodo enero-agosto 1986

TABLA No. 7

INDICE DE PRECIOS PROMEDIO ANUALES Y TASAS DE INFLACION PARA COMPONENTES EN SU MONEDA ESTIMANER, DE DIFERENTES TIPOS DE PROYECTOS.

MAQUINARIA ELECTRICA.

ANO	INDICE DE PRECIOS (promedio anual)	Tasa de INFLACION (%)
1.976	-	-
1.977	-	-
1.978	-	-
1.979	176.8	12.7
1.980	202.9	9.3
1.981	220.2	5.1
1.982	231.9	3.5
1.983	239.6	3.7
1.984	248.5	2.4
1.985	257.7	1.1
1.986*	256.6	

\*promedio del periodo enero-agosto 1986

ANEXO C

ESTRUCTURA DE LAS FORMULAS DE ESCALAMIENTO LLEVADAS A  
DICIEMBRE DE 1985. INDICES DE ESCALAMIENTO DURANTE 1986.

ANEXO C

ESTRUCTURA DE LAS FORMULAS DE ESCALAMIENTO LLEVADAS A DICIEMBRE DE 1985, Y COEFICIENTES DE ESCALAMIENTO DURANTE 1986.

Centrales Hidroelectricas

a. Potencia mayor que 500 MW

$$P_{dic-85} = P_o(0.156 + 0.255 + (0.427 + 0.030 + 0.133))$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.134 \frac{S_i}{S_o} + 0.219 \frac{M_i}{M_o} + 0.115 \frac{C_i}{C_o} +$$

$$\frac{TC}{TC_o} (0.367 \frac{L_{ou}}{L_{oo}} + 0.051 \frac{H_i}{H_o} + 0.114 \frac{G_i}{G_o))_{Dic/86}.$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.134 \times 1.252 + 0.219 \times 1.351 + 0.115 \times 1.0 + 1.523 (0.367 \times 1.012 + 0.051 \times 0.965 + 0.114 \times 1.024))$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.165 + 0.296 + 0.115 + 0.566 + 0.075 + 0.178) =$$

$$P_{dic-86} = 1.395 P_o$$

b. 10 MW < Potencias < 50 MW

$$P_{dic-85} = P_o (0.157 + 0.245 + 0.062 + (0.215 + 0.382))$$

$$P_{dic-86} = P_o (0.139 \frac{S_i}{S_o} + 0.216 \frac{M_i}{M_o} + 0.055 \frac{C_i}{C_o} +$$

$$\frac{T_c}{T_o} (0.190 + \frac{E_i}{E_o} + 0.064 \frac{H_i}{H_o} +$$

$$0.336 G_i)) \text{ Nivel Dic/85.}$$

$$P_{dic-86} = P_o (0.139 \times 1.733 + 0.216 \times 1.351 + 0.055 \times 1.0 + 1.533 (0.190 \times 1.012 + 0.064 \times 0.965 + 0.337 \times 1.024))$$

$$P_{dic-86} = 1.431 P_o$$

c. 1 MW < Potencia < 10 MW

$$P_{dic-85} = P_o (0.172 + 0.253 + 0.065 + (0.124 + 0.079 + 0.445))$$

$$P_{dic-86} = P_o (0.151 \frac{S_i}{S_o} + 0.222 \frac{M_i}{M_o} + 0.057 \frac{C_i}{C_o} +$$

$$\frac{T_c}{T_o} (0.109 \frac{E_i}{E_o} + 0.069 \frac{H_i}{H_o} + 0.392 \frac{G_i}{G_o})) \text{ Dic/85.}$$

$$P_{dic-86} = Po(0.151 \times 1.233 + 0.222 \times 1.351 + 0.057 \times 1.0 + 1.523 (0.109 \times 1.012 + 0.069 \times 0.965 + 0.391 \times 1.024))$$

$$P_{DIC-86} = Po(0.186 + 0.300 + 0.057 + 0.168 + 0.101 + 0.610)$$

$$P_{dic-86} = 1.422 Po$$

d. Potencia menor que 1 MW (mini-micro)

$$P_{dic-85} = Po(0.198 + 0.252 + 0.065 + (0.120 + 0.077 + 0.432))$$

$$P_{dic-86} = Po(0.173 \frac{Si}{So} + 0.220 \frac{di}{Mo} + 0.057 \frac{Ci}{Co} + \frac{TCi}{TCo} (0.105 \frac{Eai}{Eao} + 0.067 \frac{Hi}{Ho} + 0.379 \frac{Gi}{Go}))$$

$$P_{dic-86} = Po(0.173 \times 1.233 + 0.220 \times 1.351 + 0.057 \times 1.0 + 1.523 (0.105 \times 1.012 + 0.067 \times 0.965 + 0.379 \times 1.024))$$

$$P_{dic-86} = Po(0.213 + 0.297 + 0.057 + 0.162 + 0.098 + 0.590)$$

Pdic-85 = 1.417 Po

#### NOMENCLATURA

- Pdic-85 = Precios o valores reajustados a diciembre de 1985
- Po = Precios o valores reajustados en una fecha inicial
- Si = Índice de precios al consumidor en el país en la fecha i (índice de mano de obra)
- So = Índice de precios al consumidor en el país en la fecha referencial 0
- Mi = Índice de precios de materiales nacionales para la fecha i
- Mo = Índice de precios de materiales nacionales para la fecha referencial 0



Ci	Indice de precios de combustible para la fecha i
Co	Indice de precios de combustibles para la fecha referencial 0
Equi	Indice de equipo de construcción importado a cielo abierto para la fecha i
Eoc	Indice de equipo de construcción importado a cielo abierto para la fecha referencial 0
Hi	Indice de precios al por mayor de hierro y acero en los Estados Unidos para la fecha i
Ho	Indice de precios al por mayor de hierro y acero en los Estados Unidos para la fecha referencial 0
Gi	Indice de turbinas y generadores en la fecha i
Go	Indice de turbinas y generadores en la fecha referencial 0
TCi	Tasa de cambio de una fecha dada i

TCo Tasa de cambio de una fecha dada i

ML Moneda local

ME Moneda extranjera

MW Mega-wattios

CENTRALES TERMoeLECTRICAS MOTOR A DIESEL

a. Motor lento

$$P_{dic-85} = P_o \{ 0.079 + 0.048 + 0.005 + (0.019 + 0.028 + 0.866) \}$$

$$P_{dic-86} = P_o \left\{ 0.076 \frac{S_i}{S_o} + 0.046 \frac{M_i}{M_o} + 0.005 \frac{C_i}{C_o} + \frac{TC_i}{TC_o} \left( 0.018 \frac{E_{oi}}{E_{oo}} + 0.027 \frac{H_i}{H_o} + 0.828 \frac{G_i}{G_o} \right) \right\} Dic/85$$

$$P_{dic-86} = P_o \{ 0.076 \times 1.233 + 0.046 \times 1.351 + 0.005 \times 1.0 + 1.523 (0.018 \times 1.012 + 0.027 \times 0.965 + 0.829 \times 1.024) \}$$

$$P_{dic-86} = P_o \{ 0.094 + 0.062 + 0.005 + 0.028 + 0.040 + 1.293 \}$$

$$P_{dic-86} = 1.522 P_o$$

b. Motor Medio

$$P_{dic-85} = P_o \{ 0.073 + 0.035 + 0.005 + (0.015 + 0.023 + 0.891) \}$$

$$P_{dic-86} = P_o \left( 0.070 \frac{S_i}{S_o} + 0.034 \frac{M_i}{M_o} + 0.005 \frac{C_i}{C_o} + \right.$$

$$\left. \frac{TC_i}{TC_o} \left( 0.014 \frac{E_{a1}}{E_{a0}} + 0.022 \frac{H_i}{H_o} + \right. \right.$$

$$\left. \left. 0.855 \frac{G_i}{G_o} \right) \right) \text{Nivel dic/85}$$

$$P_{dic-86} = P_o (0.070 \times 1.233 + 0.034 \times 1.351 + 0.005 \times 1.0 + 1.523 \times 0.014 \times 1.012 + 0.022 \times 0.965 + 0.855 \times 1.024)$$

$$P_{dic-86} = P_o (0.086 \times 0.48 + 0.005 \times 0.022 + 0.032 \times 1.333)$$

$$P_{dic-86} = 1.524 P_o$$

c. Motor Rápido

$$P_{dic-85} = P_o (0.065 + 0.028 + 0.028 + 0.012 + 0.023 + 0.891)$$

$$P_{dic-86} = P_o \left( 0.062 \frac{S_i}{S_o} + 0.027 \frac{M_i}{M_o} + 0.022 \frac{C_i}{C_o} + \right.$$

$$\left. \frac{TC_i}{TC_o} \left( 0.012 \frac{E_{a1}}{E_{a0}} + 0.022 \frac{H_i}{H_o} + \right. \right.$$

$$\left. \left. 0.855 \frac{G_i}{G_o} \right) \right) \text{Nivel dic 85}$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.062 \times 1.233 + 0.027 \times 1.351 + 0.022 \times 1.0 + 1.523(0.012 \times 1.012 + 0.022 \times 0.965 + 0.855 \times 1.024))$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.076 + 0.036 + 0.022 + 0.018 + 0.032 + 1.333)$$

$$P_{dic-86} = 1.517 P_o$$

Nota: Simbología igual que para Centrales Hidroeléctricas.

## SUBESTACIONES

- a. Transformación 69/13,8 Kv. (terminal, paso, especial)

$$P_{dic-85} = P_o(0.132 + 0.156 + (0.678))$$

$$P_{dic-86} = P_o\left(0.123 \frac{Si}{So} + 0.145 \frac{Mei}{Meo} + \frac{TCi}{TCo} (0.732 \frac{Subi}{Subo})\right)$$

Nivel dic-85

$$P_{dic-86} = P_o(0.123 \times 1.233 + 0.145 \times 1.351 + 1.523(0.732 \times 1.006))$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.152 \times 0.196 + 1.122)$$

$$P_{dic-86} = 1.470 P_o$$

- b. Transformación 69/22 Kv (terminal, paso especial)

$$P_{dic-85} = P_o(0.055 + 0.136 + (0.667))$$

$$P_{dic-86} = P_o\left(0.052 \frac{Si}{So} + 0.124 \frac{Mei}{Meo} + \frac{TCi}{TCo} (0.824 \frac{Subi}{Subo})\right)$$

Nivel dic-85

$$P_{dic-86} = P_o(0.052 \times 1.233 + 0.124 \times 1.251 + 1.523(0.824 \times 1.006))$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.064 + 0.168 + 1.262)$$

$$P_{dic-86} = 1.494 P_o$$

c. Transformación 46/23 Kv (terminal, paso, especial)

$$P_{dic-85} = P_o(0.124 + 0.134 + (0.810))$$

$$P_{dic-86} = P_o\left(0.117 \frac{S_i}{S_o} + 0.125 \frac{M_{ei}}{M_{eo}} + \frac{TC_i}{TC_o} (0.758 \frac{Sub_i}{Sub_o})\right)$$

Nivel dic-85

$$P_{dic-86} = P_o(0.116 \times 1.233 + 0.115 \times 1.315 + 1.523(0.758 \times 1.006))$$

$$P_{dic-86} = P_o(0.143 + 0.164 + 1.161)$$

$$P_{dic-86} = 1.468 P_o$$

## NOMENCLATURA

- Pdic-85 = Valores reajustados a diciembre de 1985
- Po = Valores reajustados en una fecha inicial cero
- Pi = Índice de precios al consumidor en el país en la fecha i
- So = Índice de precios al consumidor en el país en una fecha referencial cero
- Mei = Índice de material eléctrico nacional en una fecha i
- Meo = Índice de material eléctrico nacional en una fecha referencial cero
- Subi = Índice de subestaciones en una fecha i
- Subo = Índice de subestaciones en una fecha cero
- TCi = Tasa de cambio a una fecha dada i
- TCo = Tasa de cambio a una fecha referencial cero



## ANEXO D

### VIDAS ÚTILES Y PORCENTAJES DE DEPRECIACION PARA LOS BIENES E INSTALACIONES ELECTRICAS DE PROPIEDAD DE INECEL Y EMPRESAS ELECTRICAS

En este Anexo se presentan cuadros de vidas útiles y porcentajes de depreciación para:

- Centrales generadores a combustión interna para bunker y diesel.
- Líneas de transmisión, subtransmisión y distribución con sus correspondientes subestaciones y centros de transformación.

Finalmente se describe el alcance que tiene cada una de las cuentas anteriormente citadas.

Fuente: Reglamento para la fijación de las tarifas de suministro de energía eléctrica (INECEL).

VIDAS UTILES Y PORCENTAJES DE DEPRECIACION PARA LOS  
BIENES E INSTALACIONES ELECTRICAS.

NOMBRE DE LA CUENTA	DEPRECIACION	
	AÑOS	PORCENTAJE

Amortización Intangible

Centrales Generadoras a Combustión Interna de baja velocidad de hasta 514 RPM (Bunker)

Edificios v Estructuras	25	4.00
Instalaciones Electromecánicas.	14	7.14
Depósitos de Combustible	14	7.14
Carreteras, Caminos v Puentes.	50	2.00
Promedio	15	6.27

Centrales Generadoras a Combustión Interna de media velocidad sobre 514 RPM hasta 900 RPM

Edificios v Estructuras	25	4.00
Instalaciones Electromecánicas.	14	7.14
Depósitos de Combustible	14	7.14
Carreteras, Caminos v Puentes	50	2.00
Promedio	15	6.67

Centrales Generadoras a Combustión Interna (Diesel) de alta velocidad sobre 900 RPM

Edificios y Estructuras	12	8.33
Instalaciones Electromecánicas	6	16.67
Depósitos de Combustible	10	10.00
Carreteras, Caminos y Puentes	20	5.00
Promedio	7	14.29

Líneas de transmisión y Subestaciones desde 138 KV o más

Edificios y Estructuras	40	2.50
Equipos de Subestaciones	30	3.33
Postes, Torres y Accesorios	33	3.00
Conductores de Transmisión	30	3.33
Carreteras, Caminos y Puentes	40	2.50
Promedio	33	3.00

Líneas de Transmisión y Subestaciones sobre estructuras de hierro, hormigón o madera de 69 y 46 KV

Edificios y Estructuras	35	2.86
Equipos de Subestaciones	30	3.33
Postes, Torres y Accesorios	30	3.33
Conductores de Transmisión	30	3.33
Carreteras, Caminos y Puentes	25	4.00
Promedio	30	3.33

Sistemas de Distribución sobre postera de Hierro y Hormigón

Edificios y Estructuras	30	3.33
Equipos de Subestaciones	25	4.00
Postes, Torres y Accesorios	25	4.00
Conductores Aéreos	25	4.00

Conductores Subterráneos	25	4.00
Transformadores de Distribución	25	4.00
Acometidas	15	6.67
Medidores	15	6.67
Instalaciones en propiedad de los consumidores	15	6.67
Sistemas de Alumbrado Público	20	5.00
Promedio	25	4.00

Sistemas de Distribución sobre posteria mixta de madera con horcón/hierro.

Edificios y Estructuras	30	3.33
Equipos de Subestaciones	25	4.00
Postes, Torres y Accesorios	20	5.00
Conductores Aéreos	25	4.00
Conductores Subterráneos	25	4.00
Transformadores de Distribución	25	4.00
Acometidas	15	6.67
Medidores	15	6.67
Instalaciones en propiedad de consumidores	15	6.67
Sistemas de Alumbrado Público	15	6.67
Promedio	20	5.00

---

La determinación específica del alcance de cada uno de los rubros considerados en los porcentajes de depreciación es el siguiente:

CENTRALES GENERADORAS A COMBUSTION  
INTERNO

Terrenos y Servidumbres:

Comprenderá los terrenos utilizados para los bienes e instalaciones de centrales generadoras diesel.

Los conceptos de este rubro son:

- Terrenos y Servidumbres

Edificios y Estructuras:

Comprenderá los edificios, estructuras y mejoras distintas a la generación eléctrica en centrales generadoras diesel.

Se incluyen los siguientes conceptos:

- Casa de máquinas;
- Otros edificios de la central

### Instalaciones Electromecánicas:

Comprenderá todas las instalaciones electromecánicas existentes en la central diesel.

Se incluyen los siguientes conceptos:

- Grupos generadores y fundaciones;
- Equipos eléctricos accesorios;
- Equipos diversos

### Depósitos de Combustible:

Comprenderá los depósitos de combustible de la central a diesel.

Los conceptos de este rubro son:

- Depósitos de Combustible

### Carreteras, Caminos y Puentes

Comprenderá carreteras, caminos, puentes y caballetes que se usan principalmente como facilidades de generación.

También comprenderá los caminos, etc., necesarios para conectar la planta con los sistemas de transporte de carretera, excepto cuando estos caminos estén dedicados al uso público y son mantenidos por la autoridad pública.

Los conceptos de este rubro son:

- Carreteras, Caminos y Puentes

#### LINEAS Y SUBESTACIONES DE TRANSMISION

##### Terrenos y Servidumbre:

Comprenderá los terrenos utilizados para los bienes e instalaciones de transmisión de energía eléctrica.

##### Edificios y Estructuras:

Comprenderá los edificios, estructuras y mejoras destinadas a la transmisión de energía eléctrica.

##### Equipos y Subestaciones:

Comprenderá los equipos de transformación, conversión y conmutación que se usan con el objeto de cambiar las

características de la electricidad en relación con su transmisión o para controlar los circuitos de transmisión.

#### Postes, Torres y Accesorios:

Comprenderá los postes, torres de líneas de transmisión de madera, acero, hormigón y otro material, junto con los accesorios usados para sostener los conductores aéreos de transmisión.

#### Conductores de transmisión:

Comprenderá conductores y accesorios que se usan para fines de transmisión.

#### Carreteras, Caminos y Puentes:

Comprenderá carreteras, caminos, puentes y caballetes que se usan principalmente como facilidades de transmisión, excepto cuando estos caminos estén dedicados al uso público y son mantenidos por la autoridad pública.



## SISTEMAS DE DISTRIBUCION

### Terrenos y Servidumbres:

Comprenderá los terrenos utilizados para los bienes e instalaciones de distribución de energía eléctrica.

### Edificios y Estructuras:

Comprenderá los edificios, estructuras y mejoras destinadas a la distribución de energía eléctrica.

### Equipos de Subestaciones:

- a. Comprenderá los equipos de las estaciones, inclusive grupo de transformadores, etc., que se usan con el objeto de cambiar las características de la electricidad en relación con su distribución.
- b. Los rectificadores, transformadores en serie y otros equipos especiales de la estación que se destinan exclusivamente al servicio de alumbrado de calles no se incluirán en este rubro sino en Sistemas de Alumbrado Público y Señales Luminosas.

### Postes, Torres y Accesorios:

Comprenderá postes, torres y accesorios que se usan para sostener los conductores aéreos de distribución y los alambres de servicio.

Comprenderá todos los postes en servicio, inclusive los que se usen exclusivamente para servicios de consumidores, alumbrado de calles o sistemas de señales; pero no postes ornamentales de alumbrado, contruidos exclusivamente para el alumbrado de calles que se contemplan en Sistemas de Alumbrado Público y Señales Luminosas.

#### Conductores Aéreos:

Comprenderá conductores aéreos y accesorios que se usan para fines de distribución. Comprenderá también reconectadores y seccionadores de circuito de aceite, ya sea que estén en servicio o que se les mantenga en reserva. Los conductores que se usan únicamente para el alumbrado de calles o sistemas de señales no se incluirá en este rubro sino en Sistemas de Alumbrado Público y Señales Luminosas.

#### Conductores Subterráneos:

Comprenderá los conductores subterráneos que se usan

para fines de distribución.

#### Transformadores de Distribución:

Comprenderá transformadores aéreos y subterráneos de líneas de distribución, para usarse en la transformación de la electricidad al voltaje requerido por el consumidor, ya sea que estén en servicio o mantenidos en reserva.

Los transformadores usados en subestaciones se incluirán en el rubro:

#### - Equipo de Subestaciones

Transformadores de instrumento usados en relación con los equipos de medición se incluirán en el rubro medidores.

## BIBLIOGRAFIA

1. Anson Marston y Agg Thomas (1976) "Ingeniería de valuación, traducción al español"
2. Vega O, Celio (1983) "Ingeniería Económica" 10.Edición Quito-Ecuador.
3. Marston, Winfrey y Hemstead (1977) "Engineering Valuation and Depreciation; Iowa State University Press.
4. Meyers s., Kelly J. and Penish R. (1981) "A guide to transformer maintenance".Akron Ohio; Transformer Maintenance Institute.
5. Beenon S. (1958) "Thermal analysis of transformer load cycles" IEEE Trans. on Power apparatus and Systems.
6. 'ANSI,(1962) Guide for loading oil-inmersed distribution and power transformer; New York USASI
7. Beabers M. (1967) "Determenation of ecuations and constants for life expectancy studies for transformers and similar apparatus" IEEE Trans. on Power Apparatus

and systems.

8. Kovacs J. (1980) "Economic considerations of power transformers selection and operation" IEEE Trans. on industry applications.

9. Caastens Rene (1973) "Solutions to industrial and commercial needs using multiple utility services and emergency generators sets" IEEE paper TODD.

10. ONAN (1984) "Rating Factors for Electric Generating sets". Boletín T-017-S

11. Vargas Angel (1978) "Curso de motores a diesel marinos" ESPOL, Guayaquil-Ecuador

12. INECEL (1987) "Indices para Revalorización de activos de las empresas eléctricas a Diciembre de 1986.

13. INECEL, (1987) "Indices de Revalorización de activos de INECEL a Diciembre de 1986

14. INECEL (1997) "Reglamento para la fijación de las Tarifas de suministro de energía eléctrica.

15. Superintendencia de Compañías (1987) "Instructivo para revalorización de activos fijos.