

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRTE/II/3
TAO/LAT/108
7 de octubre de 1970

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas
Segunda Reunión
Panamá, 26 a 31 de octubre de 1970

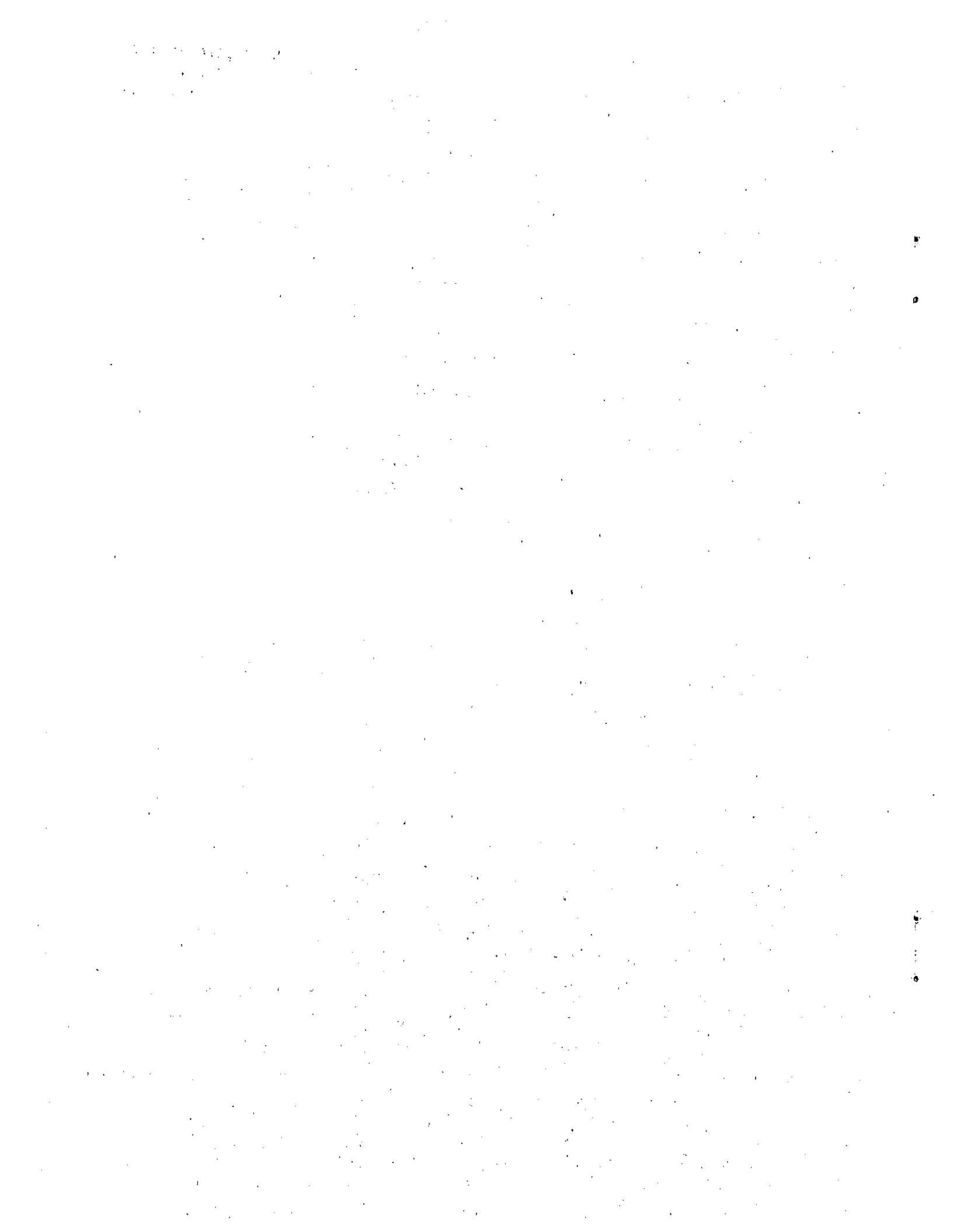
LA DEPRECIACION Y AMORTIZACION DE LOS ACTIVOS FIJOS DE LA INDUSTRIA
ELECTRICA DE LOS PAISES DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Informe preparado por el señor Edgar Jiménez, experto de la Oficina de
Cooperación Técnica de las Naciones Unidas y miembro de la Misión
Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos de la CEPAL.

Este informe no ha sido aprobado oficialmente por la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, la que no comparte necesariamente las opiniones aquí expresadas.

INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Aspectos generales de la depreciación	3
1. Naturaleza	3
2. Efectos de la depreciación	11
3. Amortización de activos intangibles	16
4. Métodos y procedimientos	17
5. Tasas de depreciación y amortización para los activos de la industria eléctrica	21



1. INTRODUCCION

En la primera reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas, celebrada en mayo de 1968, se analizaron diversos aspectos referentes a la depreciación en la industria eléctrica.^{1/} Sus deliberaciones tuvieron como base el documento Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano (Estudio comparativo y propuestas para su armonización). (CCE/SC.5/GRTE/I/2; TAO/LAT/83) y se recomendó: i) adoptar las bases uniformes de los factores que integran el precio de la energía eléctrica;^{2/} y ii) solicitar de la secretaría de la CEPAL la presentación en una próxima reunión del Grupo Regional de un estudio sobre vidas útiles estimadas para los principales activos de la industria eléctrica de servicio público, con base en las prácticas y experiencias logradas en la región y con el propósito de su posible adopción para el Istmo Centroamericano.

En cumplimiento de lo solicitado, la secretaría de la CEPAL y la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos han elaborado para la segunda reunión del Grupo Regional, el presente informe que contiene, en su primera parte, un examen sobre el concepto y la aplicación de la depreciación y la amortización de activos fijos.

En la parte segunda, se analizan las tasas de depreciación que actualmente aplican las principales empresas eléctricas de la región, y las que recomiendan diversos organismos y consultores extranjeros. Finalmente se sugieren varias alternativas de vidas útiles para los activos fijos, como elementos de juicio para que el Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas pueda adoptar los criterios uniformes que considere más apropiados sobre el alcance, métodos, procedimientos, etc., de la depreciación, así como sobre una tabla uniforme de vidas útiles referida a los principales activos

-
- 1/ Véase Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas, (E/CN.12/CCE/SC.5/62).
- 2/ Las bases figuran en el Anexo A de la resolución 4 (GRTE) y señalan al respecto lo siguiente: 3. Método de depreciación: línea recta. 4. Procedimiento de depreciación: activo individualizado (por unidades físicas). 5. Base para el cálculo de la depreciación: costo menos valor residual.

de la industria eléctrica. La armonización regional de este factor en el costo de la energía eléctrica permitirá a los organismos de regulación del servicio eléctrico, contar con instrumentos técnicos en sus labores tarifarias, y a las empresas eléctricas tomar medidas internas para fijar sobre bases más reales, la depreciación de sus activos, contribuyendo además, al mejoramiento de las comparaciones de costos entre empresas.

II. ASPECTOS GENERALES DE LA DEPRECIACION

I. Naturaleza

El concepto moderno de la depreciación determina que la compra de bienes de capital es en esencia una compra de servicios futuros. La depreciación se puede explicar, entre otras formas como: i) la pérdida de valor, normalmente gradual, de un bien material por causas físicas, funcionales y de otra índole, y cuya disminución de valor no puede evitarse a base de mantenimiento ni mediante seguro; ii) la expiración o consunción parcial o total de la vida útil, capacidad o utilidad de los bienes tangibles, debida a la acción de una o más fuerzas que dan por resultado el retiro de tal bien del servicio; estas fuerzas son uso y desgaste, decadencia, acción de los elementos, deficiencia, obsolescencia y requerimientos públicos; entre estos últimos figuran las solicitudes de autoridades reguladoras, municipales y gubernamentales por necesidad de ampliación de vías, eliminación de líneas aéreas, etc.; iii) el resultado de la prestación de un servicio y un costo del mismo; podría llamársele "amortización del costo", al encontrarse la depreciación directamente relacionada con el costo de los activos depreciables y con su amortización (menos el valor neto de salvamento) en el período a través del cual se reciben beneficios provenientes de los haberes de que se trata; de este modo, se distribuye el costo de la inversión anticipada de los activos depreciables entre los gastos de producción en cada período contable.

Se dice que agotamiento es el desgaste de los recursos naturales (madera, aceite, gas natural, minerales, etc.), concepto que está relacionado concretamente con la depreciación tomando una unidad de producción básica.

La amortización aplicada a activos fijos se explica como el proceso de anotar los costos de intangibles (gastos de organización, concesiones de explotación, patentes, propiedades literarias, servidumbres, etc.), sobre un período de tiempo. Tales activos frecuentemente tienen un término legal sobre el que será distribuido el costo.

Las principales causas de la depreciación en la industria eléctrica son el decaimiento físico o desgaste, la insuficiencia y la obsolescencia.

/En general,

En general, el desgaste no es completo al final de la vida útil y por consiguiente, el decaimiento físico está más o menos relacionado con los costos de operación incurridos por el mantenimiento. La falta de mantenimiento, que incluye el de carácter preventivo o entretenimiento y las reparaciones corrientes, puede apresurar el deterioro de una estructura hasta un punto en el que ya no pueda usarse. Por otro lado, incluso observándose la más cuidadosa atención al mantenimiento, llegará un momento en que las reparaciones serán tan frecuentes y costosas que resultará más económico retirar la pieza individual y sustituirla por una nueva. En resumen, un mantenimiento adecuado conserva en buenas condiciones el uso del activo, pero no impide su deterioro.

Se considera que la vida física neta del activo es el período dentro del cual no será necesario reemplazarlo, y que en el transcurso del mismo se ha aplicado el mantenimiento adecuado y frecuente que requiere el carácter del trabajo y las exigencias del servicio.

El transcurso del tiempo, el uso y los elementos son los factores que producen el desgaste o depreciación física de una unidad de servicio.

La insuficiencia es una causa económica que tiende a forzar el retiro de la unidad o planta del servicio antes de que concluya su vida física y, por lo tanto, acorta los años en que los gastos de depreciación pueden ser recuperados e implica un aumento de la tasa de depreciación por encima de la estimada para la vida física. La insuficiencia en la industria eléctrica se produce cuando un equipo instalado hace 10 años, por ejemplo, no llena las necesidades del servicio, y puede hacer necesaria su restitución aunque físicamente se encuentre todavía en buenas condiciones y sea eficiente. Así sucede frecuentemente con instalaciones de generación pequeñas y con líneas de transmisión, cuando las necesidades del servicio eléctrico obligan a instalar unidades más grandes que requieren mayor capacidad de transporte de la electricidad a los centros de consumo. La interconexión de sistemas eléctricos es otro de los factores que ha aumentado el efecto de la insuficiencia en la depreciación de las plantas eléctricas.

En cuanto a la obsolescencia, al igual que la insuficiencia, es una causa económica que incide sobre el retiro del activo y por consiguiente hace elevar la tasa de depreciación. La obsolescencia ocurre cuando algo

/se vuelve

se vuelve anticuado o fuera de estilo, como resultado de avances tecnológicos o de otra índole que hacen antieconómico el uso de ese objeto. Para precisar la obsolescencia se debe hacer la siguiente consideración: "la sustitución del equipo actual antes de la terminación de su vida física, depende del ahorro en los costos de operación que pueda lograrse con el equipo moderno en relación con los cargos fijos incrementados que resulten de su compra y del retiro de las unidades obsoletas". Es decir, el cargo de depreciación por obsolescencia permite obtener en el futuro una mayor productividad de un equipo nuevo en comparación con la del equipo obsoleto.

El cargo por desuso debe ser determinado para cada activo, para decir en qué momento es probable el desuso completo de la unidad. Tomar esta decisión es difícil a causa de la historia variable y limitada que se tiene de cualquier clase de equipo, tal como lo conocemos, y de la falta total de conocimiento futuro. El resultado deseado puede lograrse tal vez, estimando un factor para cubrir el riesgo por obsolescencia, por encima de la tasa de depreciación basada en el deterioro físico. En la industria eléctrica son múltiples los ejemplos de obsolescencia; por ejemplo, la sustitución de unidades de turbina de vapor por otras de reciente diseño, de mayor eficiencia; la conversión de centrales a la operación automática, etc.

Las referencias anteriores al desgaste físico y a la importancia del mantenimiento, requieren aclarar algunos aspectos de las reposiciones de unidades importantes de la planta.

Los sistemas de contabilidad más aceptados en la actualidad no permiten que el costo de grandes reposiciones se cargue a gastos de mantenimiento; estipulan que ese costo se incluya en las cuentas de planta (activos), y el de las unidades retiradas se elimine de esas cuentas y se cargue a la depreciación acumulada (reserva de depreciación). Para poder lograr exactitud y uniformidad satisfactorias al respecto, algunas comisiones reguladoras de fuera de la región han elaborado una "lista de unidades que deben ser retiradas" para ser utilizada en conexión con los sistemas uniformes de contabilidad. Una unidad de retiro es una partida de la planta cuyo costo, al ser retirada, debe eliminarse de las cuentas de la

/planta

planta sin tener en cuenta si se efectúa la reposición. Si es repuesta, su costo debe cargarse a las cuentas del "activo" y no a "mantenimiento". Para la elaboración de las "lista de unidades de retiro" se aplican diversos criterios (tamaño, valor, etc.^{3/}), pudiendo las comisiones de servicio público perfeccionar esas listas, siempre con el objeto de lograr un alto grado de uniformidad en la política de depreciación.

La depreciación debe cumplir tres funciones: i) distribución del costo del activo fijo durante el período de vida útil del mismo; ii) medición de la pérdida de valor del activo (gasto por depreciación); y iii) mantenimiento de la integridad de la inversión. Existen dos aspectos de la depreciación estrechamente relacionados, el gasto anual y la depreciación acumulada. El gasto anual (o mensual) se registra en el estado de ingresos y gastos (ganancias y pérdidas); la depreciación acumulada (reserva de depreciación), en el balance de situación.

En la práctica se hace una distinción entre los activos depreciables y los no depreciables. Un activo no depreciable (por ejemplo los terrenos) es, de hecho, sólo el que tiene una vida de servicio ilimitada. La simple longevidad, o la dificultad de predecir la vida útil, no impiden anotar la depreciación de acuerdo con la mejor información de que se disponga.

Por otro lado, todos los activos depreciables deben quedar sujetos a la aplicación de una tasa de depreciación, formen o no parte del negocio eléctrico, y se encuentren o no fuera de servicio. Habrá que determinar para cada caso, si el activo forma parte de la base tarifaria y si el cargo por gasto de depreciación debe corresponder a los gastos de explotación del negocio eléctrico. En algunas ocasiones, hay centrales de generación o de transmisión que quedan temporalmente fuera de servicio (por razones de demanda o de mantenimiento prolongado); su depreciación seguirá afectando a los ingresos de explotación, pero no la de los bienes que por insuficiencia u obsolescencia deban ser sustituidos por otros activos.

Un problema especial lo constituyen los bienes donados para el negocio (extensiones costeadas por terceros, propiedades traspasadas por entidades

^{3/} Por ejemplo, un solo poste se considera generalmente como una unidad de retiro, pero no una cruceta.

públicas y privadas sin costo para la empresa eléctrica, etc.); dichos bienes están sujetos a depreciación y el gasto afectará a los ingresos de explotación ya que se supone que la empresa deberá continuar haciendo las renovaciones y sustituciones necesarias para proporcionar el servicio. Pero esos bienes (su valor neto) se considera que no forman parte de la base tarifaria para los efectos del cálculo de la rentabilidad autorizada.

La depreciación no debe confundirse con la eficiencia. Un activo (máquina, tubería, etc.) puede seguir siendo muy eficiente cuando está cercano al fin de su vida útil y está casi completamente depreciado, de hecho.

El cargo por gasto de depreciación tiene como contrapartida la reserva de depreciación, a la que en los últimos tiempos se ha dado en denominar depreciación acumulada. Esta es, en realidad, complementaria de la cuenta de la planta y mide la parte del costo de los activos de la planta todavía en servicio que ha sido rebajado, y se carga normalmente al gasto. Si la depreciación acumulada se ha computado debidamente, debe reflejar el costo de la parte agotada, acabada o consumida de la vida útil, así como la capacidad de servicio o la utilidad de la propiedad depreciable que aún está en funcionamiento.

Resulta difícil computar adecuadamente una depreciación acumulada, porque sólo después de que el activo fijo ha terminado su vida útil, se conocerá el verdadero costo de depreciación. Sin embargo, se necesitan hacer estimaciones de depreciación periódicamente, aunque no se puedan obtener cifras muy precisas. Se pueden esperar resultados razonablemente exactos, cuando las estimaciones están basadas en un conocimiento preciso del activo, de la empresa y del negocio.

Es inapropiado el término "fondo de depreciación" porque la depreciación acumulada no es un fondo, sino una cuenta de valuación del activo respectivo. Un fondo consiste en activos y la depreciación acumulada, en una deducción de activos. Por otro lado, la contabilización de la depreciación retiene, por lo general, activos en el negocio, pero esa retención no significa que cualquier activo pueda ser identificado con la depreciación acumulada, aunque pueda afirmarse frecuentemente, que por la "aplicación de fondos" los activos retenidos mediante la contabilización de la depreciación han sido invertidos en adiciones a la planta.

/Lo expresado

Lo expresado anteriormente no implica que el propósito principal de la contabilización de la depreciación sea la financiación de reemplazos, aunque se obtenga una recuperación de la inversión en los activos cuando los ingresos alcanzan a cubrir todos los gastos, incluyendo la correspondiente depreciación. Algunas veces puede convenir registrar los fondos de reposición por separado; pero en esos casos, dichos fondos sólo representan una segregación de efectivo y activos similares. Tales activos segregados pueden haberse obtenido de diversas fuentes (utilidades, emisión de títulos, etc.) y de ninguna manera pueden identificarse en los libros de contabilidad con los cargos de depreciación.

Los cargos corrientes para gastos de depreciación deben basarse en las estimaciones más aproximadas de la cantidad que corresponde al período cubierto por un estado de ingresos y gastos, sin que la misma resulte seriamente afectada por cargos en exceso o en defecto del pasado. Esto quiere decir que con excepción de pequeños ajustes por errores u omisiones, las diferencias entre la depreciación acumulada según libros, y la reserva propiamente dicha, pueden ajustarse modificando las tasas de depreciación anual (o sea distribuyendo el costo neto restante de las propiedades entre el período de vida útil que les queda, o rectificando la cuenta de valuación del activo. El problema es difícil de resolver en la práctica, así como aplicar una norma uniforme, por lo que deben estudiarse las circunstancias de cada caso en particular, teniendo presente todo lo que pueda afectar a los intereses de los inversionistas.

Para calcular la depreciación se debe tomar en cuenta: i) una estimación de la vida útil del bien que se deprecia; ii) el valor base o el monto de la inversión cuya depreciación se desea medir, y iii) el valor residual o de desecho que le queda al activo al terminar su vida útil.

La estimación de la vida útil suele basarse, por lo general, en la experiencia de la industria. Debe concederse la importancia que tiene al cálculo de la vida "útil" aunque la necesidad de estimarla se debe precisamente a la misma razón de ser de la depreciación. La pérdida de valor de los activos se debe precisamente a la diferencia que existe entre la duración de los períodos mercantiles (un año generalmente) y el tiempo de vida

/útil de los

útil de los bienes, al ser los primeros más cortos que esa vida útil. De ello se deriva la necesidad de distribuir ese valor (costo original menos valor residual) entre el período de vida útil estimado para el activo. Por otro lado, la depreciación se inicia a partir del día mismo en que ha quedado concluida la construcción de una planta.

En la estimación de la vida útil, debe distinguirse entre la vida física y la económica. La primera dependerá de las condiciones en que sea operado el activo, de la forma en que haya sido protegido de los elementos naturales y de la política de mantenimiento que se le haya aplicado.

Otro problema es la determinación del valor base, o costo de la inversión al que debe aplicarse la depreciación. A este respecto se recomienda aplicar el criterio del "costo real"^{4/}, y debe recordarse que en los países donde los precios son inestables a causa de un proceso inflacionario con fuertes devaluaciones monetarias, tienen que hacerse ajustes periódicos de ese costo para que pueda aproximarse al valor monetario real de cada período. Esta situación no corresponde a Centroamérica en la actualidad, pero la amplia experiencia de algunos países sudamericanos al respecto, podría utilizarse en caso de necesidad. Por otra parte, las revalorizaciones y ajustes del activo fijo exigen la consiguiente revaluación o ajuste de la depreciación acumulada (reserva de depreciación) que se deduce del activo fijo, para determinar el "activo neto" que a su vez forma parte de la base tarifaria.

La depreciación y la utilidad se hallan relacionadas con la evaluación de los bienes de explotación de la empresa directa o indirectamente. Existen grandes diferencias de criterio sobre la forma de calcular los activos fijos, dependiendo de que se haga con base en el costo real, el de reposición o el de valor justo. Para las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá, ha parecido preferible, por ese motivo, calcularlos con base en el costo real, de acuerdo con lo que opina el autor del estudio Principios de tarificación eléctrica (Washington, D.C., diciembre de 1962) donde se dice:

^{4/} Los métodos del costo real incluyen los siguientes sistemas: a) costo histórico; b) la inversión prudente, y c) costo original. El primero comprende tanto los costos de construcción como los de adquisición de los bienes que sirven al público, incluso las mejoras, menos la depreciación, según los libros de la empresa. El de inversión prudente, es el costo histórico deducidos los gastos indebidos o claramente desproporcionados. El costo original es el total de los bienes construidos y adquiridos cuando se pusieron por primera vez al servicio del público, deducida la depreciación acumulada..

"Cuando los precios internos varían relativamente poco a lo largo del tiempo, o las alzas de precios de un período se compensan en parte con las disminuciones ocurridas en un período subsiguiente, la adopción del costo original, como medida de las inversiones, se justifica entre otros motivos:

"1. Por las dificultades que encierra la estimación del costo de reemplazo, además del costo y el largo tiempo que se requiere, para obtener muchas veces cifras notablemente distintas, según el criterio que hayan aplicado los expertos que realicen la investigación;

"2. Por el hecho de que una proporción importante de las inversiones de una empresa de servicio público pueda estar financiada con préstamos a largo plazo, cuyo servicio es constante y no depende de las fluctuaciones de los índices de precios;

"3. Porque los progresos cada vez mayores de la técnica de fabricación y de los métodos de construcción de instalaciones y equipos compensan, en parte, la elevación general de los costos, y porque el costo original de múltiples unidades pequeñas de una central termoeléctrica puede ser equivalente a la inversión necesaria para reemplazarlas, llegado el momento, por una unidad más grande que dé el mismo servicio a pesar del alza de los costos;

"4. Porque siempre queda el recurso, que facilita la labor de la entidad reguladora, de compensar el alza en el costo de las inversiones con el aumento de la tasa de rentabilidad sobre la inversión inmovilizada que se estableció según el costo original".

Las perspectivas, cuando se utilizan los costos de inversión, son más bien optimistas, porque el uso intensivo de maquinaria y la mejor organización del trabajo en la obra civil pueden permitir una reducción moderada de los costos de las obras eléctricas y del período de construcción, que actualmente parecen excesivos e influyen desfavorablemente en esos costos al retardar la percepción de ingresos y aumentar los intereses por lo mucho que se prolonga el período de la construcción.

Las empresas eléctricas de Centroamérica suelen preferir el método de costo real, con cierta tendencia hacia el sistema de costo histórico. La valuación por el sistema de inversión prudente o por el de costo original apenas se diferenciaría de la que actualmente se utiliza para establecer la base tarifaria.

En el costo original quedan incluidos todos los gastos requeridos para poner en servicio el bien (financieros, administrativos, de instalación, etc.)

/El "valor

El "valor residual" o de "desecho", que se señala a los bienes afectados por la depreciación al terminar su vida útil, puede ser para algunos activos menos que nada al final de su vida útil, como sucede con los cimientos de concreto, cuyo costo de demolición y traslado resulta más un pasivo que un activo. La estimación del valor residual puede no resultar aproximada con frecuencia, pero no afecta decisivamente a la magnitud absoluta de los valores de depreciación. Como medida conservadora para calcular la depreciación, muchas empresas de servicio público prefieren renunciar a estimar valores para los activos, sobre todo cuando son susceptibles de pérdida de valor por desgaste. Lo que interesa en definitiva, es estimar el valor de desecho neto, que está constituido por el valor residual bruto descontados los gastos de traslado, desmantelamiento, etc. Casi nunca se acepta que el valor de desecho y los costos de desmantelamiento y transporte se carguen a las cuentas de operación, al retirarse el activo.

2. Efectos de la depreciación

Se ha dicho repetidamente que la industria eléctrica exige una inversión de capital proporcionalmente muy elevada con respecto a los ingresos brutos, lo cual implica una pronunciada repercusión de los costos de capital en las tarifas eléctricas. La depreciación constituye parte importante de los costos de capital, es un elemento formativo de la reserva de valuación del activo en operación, y un gasto que no significa desembolso de efectivo por lo que es factor que, unido a las utilidades, proporciona los fondos para cubrir las deudas y hacer las inversiones que requieren las expansiones del sistema.

Corresponde al organismo regulador, revisar las tarifas y la estructura de los costos cuando lo estima oportuno o se lo piden las empresas. Uno de los problemas que exige más atención del organismo regulador es el de que la base de la tarificación se fije en función del costo (original o actual), deducida la depreciación acumulada o la reserva de depreciación.

A los costos de capital debe atribuirse, muy principalmente, el nivel de precios de la energía eléctrica, puesto que el servicio de la inversión constituye parte muy principal del costo de producción en esta industria,

/caracterizada

caracterizada por una alta densidad de capital. Los costos promedio de capital fueron, en 1968, el 47.5 por ciento del costo promedio de la energía eléctrica, y están determinados por el cálculo de la depreciación y por la rentabilidad, el nivel de la cual depende fundamentalmente de las necesidades financieras del sector eléctrico.

Por otro lado, de un análisis de las necesidades de financiamiento de la industria eléctrica en el Istmo Centroamericano para el decenio del 70, se desprende que la depreciación representaría casi una tercera parte de las necesidades de expansión del sector "electricidad" en ese período. La importancia del impacto del gasto de depreciación en los costos de las empresas eléctricas puede medirse por la proporción que representa dentro de los ingresos de las diez principales empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica de la región, y por la relación que tiene con los activos fijos. ^{5/} La depreciación en dichas empresas, alcanzó una cifra de 8.7 millones de dólares en 1968 (2.5 por ciento de su activo fijo y 10 por ciento de los ingresos).

Los gastos de depreciación se basan en estimaciones de la vida útil de los diversos componentes del activo fijo y varían de acuerdo con el criterio que se aplique a su cálculo por la empresa, o por los organismos de regulación. En 1968, los gastos por depreciación de las empresas analizadas variaron pronunciadamente con respecto a los directos de explotación --del 3 al 120 por ciento-- según el volumen de la energía producida en instalaciones propias o adquirida a otras empresas, el tipo de instalaciones de generación (hidráulica o térmica) y la modernidad o antigüedad de las mismas. Para las tres empresas predominantemente generadoras analizadas en el estudio de costos citado, el gasto por depreciación varió entre 0.27 y 0.37 centavos de dólar por kWh (16.5 y 19.5 por ciento del precio de venta); mientras para las tres predominantemente distribuidoras, el gasto fue de entre 0.04 y 0.19 centavos de dólar el kWh (2.0 y 5.6 por ciento del precio de venta).

5/ Véase Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, 1967-68 (E/CN.12/CCE/SC.5/77; TAO/LAT/107) 7 de agosto de 1970.

Los efectos de las tasas anuales de depreciación, se consideran como gasto o como recuperación de la inversión, se reflejan en los diferentes estados económicos y financieros de las empresas --en los balances de situación, los estados de pérdidas y ganancias, los estados de origen y aplicación de fondos-- en los costos de construcción de las obras de electrificación, en las utilidades, etc., como se explica a continuación:^{6/}

a) En las utilidades

Como la depreciación es uno de los principales elementos del costo de la energía eléctrica, el nivel de utilidades o de rentabilidad resulta afectado por el monto de la misma.

Si se sobreestima la vida útil de un bien determinado y, por consiguiente, se considera bajo el porcentaje de depreciación, resultarán desproporcionadas las utilidades. En el caso de las empresas privadas, se corre el riesgo de repartir dividendos que, en la proporción en que la depreciación se ha calculado por debajo de su monto real, constituyen en realidad, una devolución disfrazada de capital. Si, por el contrario, la vida útil es subestimada, la cuota periódica (anual) del gasto de depreciación resultará alta, y entonces resultarán desproporcionados los gastos y disminuidas en igual proporción las utilidades y la rentabilidad.

Desde el punto de vista de las utilidades, la distribución adecuada del costo de la inversión inmovilizada en varios períodos constituye el principal problema de la depreciación, y depende de la estimación que se haga de su vida útil en tiempo, horas de servicio, etc.

b) En el superávit

El superávit ganado es la acumulación de las utilidades periódicas, de las que las empresas privadas sacan los dividendos que reciben sus propietarios. El efecto de la depreciación sobre el superávit se produce en dos sentidos, en el de las utilidades netas, que aumentan el superávit

^{6/} Véase Edwin Castro Acosta, La depreciación en la industria eléctrica, San José, Costa Rica, 1967.

ganado, y en el de los ajustes que se hacen necesarios al final de la vida útil del bien, y se traspasan al superávit. Estos ajustes se requieren porque la depreciación periódica se basa en una estimación de la vida útil de los activos, que se basa a su vez en la experiencia de la empresa y en la de la industria eléctrica en general, pero también en las condiciones particulares en que el bien debe prestar el servicio. Es normal un ajuste periódico de estos gastos, y debe resultar de las revisiones de la vida útil, en vista del comportamiento del activo y de sus expectativas reales de vida en un momento dado.

c) En el balance de situación

La depreciación figura en el balance de situación como reserva de valuación, disminuyendo el valor del activo correspondiente; es decir, actúa como factor de conexión que --por resta entre el valor bruto y la depreciación acumulada-- refleja el valor estimado del activo inmovilizado en una fecha dada, haciéndose figurar en el balance los tres valores citados.

El balance general, como también se le denomina, tiene como principal objetivo reflejar la verdadera situación financiera de la empresa en una fecha determinada. Desde el punto de vista del balance, la depreciación acumulada --o reserva de depreciación-- debe calcularse en forma que el valor neto de los activos resulte lo más aproximado al valor de los mismos en el momento de hacerse la estimación. En la práctica esto sólo se consigue parcialmente, porque se concede más importancia a que los costos resulten afectados lo más uniformemente posible por el gasto de depreciación.

Independientemente de lo anterior --que se ha dado en llamar "conflicto entre el balance de situación y el estado de ganancias y pérdidas"-- la depreciación debe calcularse lo más ajustadamente posible para que no resulte ni sobreestimada como reserva de evaluación --caso en el que se estaría creando una reserva oculta--, ni subestimada, para que al final de la vida útil del bien no resulte una diferencia apreciable entre el valor bruto del bien, la depreciación acumulada y el valor residual neto. Es decir, si la depreciación se estima bien, y por lo tanto el activo fijo neto, estará bien estimado el patrimonio de la empresa, puesto que una de las funciones del gasto por depreciación es la conservación del capital invertido íntegro.

/d) En el estado

d) En el estado de ganancias y pérdidas

Este estado refleja el resultado económico de la explotación de la empresa, durante un período determinado. En él figura el gasto por depreciación; es decir, la distribución del costo del activo fijo durante la vida útil del mismo.

En el literal anterior, se observa cierta contradicción entre el balance de situación y el estado de ganancias y pérdidas; pero debe concederse la mayor importancia a que los costos resulten afectados lo más exactamente posible por el gasto por depreciación. Una vez fijado el monto del gasto por depreciación, su inclusión en el estado de ganancias y pérdidas en cuestión de forma, y lo esencial es que la utilidad que aparezca en ese estado se ajuste lo más posible a la realidad.

e) En el estado de origen y aplicación de fondos

Este estado financiero refleja el movimiento de capital ocurrido durante un período determinado. Se divide en dos partes, el origen o fuente de los fondos y la asignación o destino de los mismos; ambas deben coincidir numéricamente porque las diferencias entre el origen y la aplicación de los fondos deben encontrarse en las variaciones del capital de trabajo.

Entre las partidas de origen de los fondos figura la depreciación de los bienes en el período analizado. Como ese gasto no significa desembolso de efectivo, deberá sumarse a la utilidad neta obtenida para conocer el resultado financiero de la explotación del negocio.

En el estado de origen y aplicación de fondos es donde se puede apreciar mejor la importancia de la depreciación y su relación con el movimiento financiero de la empresa. En la industria eléctrica, de inversiones cuantiosas de capital, la depreciación constituye --dejando de lado tecnicismos contables-- una fuente importante de fondos de capital que, con los demás, sirve para atender el pago de las obligaciones a plazo y para cubrir el valor de las inversiones necesarias para la expansión del sistema.

f) En los costos de construcción

El efecto de la depreciación puede medirse por dos procedimientos: 1) por el gasto por depreciación de los activos que se utilizan en la construcción y 2) por el de la depreciación de los activos, una vez terminada la construcción que no entra inmediatamente en explotación. En el primer caso se comprende bien que el costo de construcción deba ser total, es decir, incluir todos los costos directos e indirectos (entre los primeros figuran el uso de equipo y por lo tanto la depreciación del mismo). En el segundo, a la depreciación de activos preparados físicamente para entrar en operación se puede aplicar el criterio de tomar en cuenta la depreciación inmediatamente y trasladarla a una partida de gasto diferido que será amortizada cuando entre en operación el activo que originó dicho gasto. La aplicación de este criterio depende del período en el que ese bien se encuentre inactivo, del deterioro que el mismo pueda experimentar, y de la importancia del monto de la depreciación.

3. Amortización de activos intangibles

A la amortización de activos intangibles no se concede por lo general, en las empresas eléctricas, la misma importancia que a la depreciación de tangibles, pero casi todas ellas registran este tipo de activos que provienen de gastos de organización, concesiones, etc.

De acuerdo con criterios generalmente aceptados, los activos intangibles deben amortizarse (o depreciarse) con cargo a los gastos de explotación. La estimación de su "vida útil" resulta generalmente difícil por la naturaleza misma de esos activos. Sin embargo, las circunstancias legales y la importancia cuantitativa de los intangibles deben tomarse en cuenta para fijar la amortización periódica. Algunas veces los organismos reguladores autorizan a las empresas eléctricas a amortizar con carácter extraordinario sus intangibles cuando los resultados de la explotación rebasen las tasas de utilidad fijadas o permitidas.

4. Métodos

4. Métodos y procedimientos

Como no se conoce un método exacto para medir la depreciación, puede aceptarse cualquiera que permita registrarla desde el punto de vista de la contabilidad, con cargo a los gastos de explotación, siempre que se garantice que la amortización del costo del activo correspondiente se haga durante su vida útil y de manera que garantice que en el costo del producto --en este caso de la energía eléctrica-- se incluya el que realmente le corresponda por ese concepto.

La fijación del gasto por depreciación supone una estimación cuyo grado de aproximación se halla directamente relacionado con el conocimiento que se tenga del bien, tanto por lo que se refiere a su vida física como a su vida económica. Intervienen otros factores tan difíciles de cuantificar como los anteriores --como la política de la empresa sobre mantenimiento (conservación y reparación) y sobre mejora y sustitución de activos-- íntimamente relacionados también con la evolución de los costos locales y extranjeros de los bienes y servicios de que se trate.

En la industria eléctrica, se está generalizando la tendencia a adoptar el método de la línea recta, que parece aconsejable tanto por el tipo de activos que la integran, como por la simplicidad de su cálculo, aparte de que este método resulta menos afectado por los errores en la estimación de la vida útil que los métodos de intereses.

Debe tenerse presente, además, que la obsolescencia depende de adelantos técnicos no previsibles, y en especial, la reducción de los costos de inversión que suponen unidades productoras de mayor tamaño. La experiencia de Centroamérica revela que la depreciación calculada apenas ha compensado los retiros acelerados de instalaciones de escasa capacidad, en su momento adecuadas a la magnitud de los mercados servidos. Resulta necesario, por lo tanto, revisar los períodos de vida útil que se han tomado en cuenta para estimarla. Este aspecto de la obsolescencia es un factor más en favor del método de línea recta, puesto que proporciona una reserva de depreciación más alta --anterior al final de la vida en servicio de un activo-- que los métodos de interés compuesto, siendo la diferencia entre los montos acumulados por depreciación mayores, en la medida que la tasa de interés utilizada sea mayor que cero.

Podrían resumirse los métodos principales de depreciación para poder precisar los preferibles, y señalarse desde ahora la inconveniencia de las prácticas seguidas por algunas empresas eléctricas de la región que, amparadas en disposiciones contractuales, siguen estimando tasas globales fijas o variables, e ignorando las características de los bienes que utiliza la industria. Este porcentaje global, para el conjunto total de los bienes, podría diferir mucho de la tasa media que resulta de la consideración de la vida útil estimada de cada grupo similar de activos.

Conviene distinguir, en primer término, entre el grupo de métodos de acumulación sistemática o de reserva, ^{7/} y los de reemplazo o de retiro arbitrario. Los primeros son los más importantes y se pueden clasificar en cuatro grandes subdivisiones:

- 1) Métodos proporcionales de base fija
 - a) Directo o línea recta
 - b) Horas de funcionamiento
 - c) Producción fabril
- 2) Métodos de importe variable de modo uniforme
 - a) Porcentaje fijo del valor decreciente
 - b) Porcentaje variable sobre el costo menos el valor residual
- 3) Métodos de interés compuesto
 - a) Fondo de amortización
 - b) Anualidad
 - c) Costo singular de producción
- 4) Métodos diversos
 - a) Sistema de entretenimiento
 - b) Sistema del cincuenta por ciento
 - c) Sistema de tasación
 - d) Sistema de entradas brutas

Los métodos proporcionales de base fija se caracterizan --como se deduce de su nombre-- por contener una base fija (años-hombre, horas de funcionamiento o producción) que es la que se estima, y con respecto a la

7/ Según W.A. Paton, Manual del Contador, los métodos de acumulación sistemática consisten en estimar la vida de servicio de la unidad de que se trate y distribuir su costo, durante dicha vida de servicio, de conformidad con algún método sistemático de distribución, por medio de cargos a las cuentas de operación y créditos y a la cuenta de reserva o provisión.

que se distribuye proporcionalmente el costo depreciable del activo, para obtener el monto del gasto por depreciación de la unidad correspondiente. Estos métodos se pueden aplicar a los activos en los que la principal pérdida de valor del bien es de tipo físico, ya sea por el transcurso del tiempo, por el uso, o por ambas cosas. En la industria eléctrica, a causa de los componentes del activo fijo y de la política de alto mantenimiento que caracterizan a las empresas eléctricas, se utiliza principalmente el método directo o de línea recta.

Los métodos de importe variable de modo uniforme son aquellos en los que varía la base o el coeficiente; cuando la base es fija varía el coeficiente y viceversa. Se caracterizan en que las cuotas de depreciación son mayores en los primeros años que en los últimos. Su aplicación podría tener la ventaja de que la depreciación acelerada compensara un gasto mayor de mantenimiento en los últimos años de vida del bien. En el caso de la industria eléctrica, donde las instalaciones tienen un uso progresivo --por lo menos durante la primera mitad de su vida útil-- la menor producción inicial se vería, sin embargo, indebidamente afectada por el mayor cargo de depreciación.

Los métodos de interés compuesto consisten en tomar en cuenta ese interés para el cálculo de la depreciación. Al contrario de los métodos anteriores, durante los primeros años de las actividades, cuando la capacidad de explotación es baja, el gasto por depreciación, según estos métodos, resulta menor; pero tienen, en cambio, el inconveniente de ser más complejos y de que esos gastos por depreciación resultan mayores cuando aumentan los gastos de mantenimiento, y de que todo ello afecta a los costos de producción.

Métodos diversos son los que se aplican a actividades especiales. No tienen interés para los efectos de este estudio.

El método que se recomienda para la industria eléctrica es el directo o de línea recta, en cuanto a los grandes rubros del activo (planta generadora, transmisora o distribuidora), ya que para otros renglones --como vehículos, equipo de construcción, etc.-- parece preferible adoptar el que mejor corresponda a las condiciones de funcionamiento del bien en cada caso

/particular.

particular. El método directo, o de línea recta, podría aplicarse con la variante de revisar periódicamente la vida útil remanente, para ajustar la tasa de depreciación.^{8/}

Independientemente de los métodos para el cálculo de la depreciación explicados anteriormente, podría recurrirse al procedimiento de determinar la depreciación que correspondiera a cada central generadora, subestación, línea de transmisión o red de distribución, o bien al de determinar la durabilidad de los servicios que correspondieran a los componentes más importantes de cada unidad eléctrica (presa, equipos, etc.). El primero, denominado de unidades o de activos individualizados, aparte de muy efectivo cuando se ha determinado en debida forma la "durabilidad compuesta del servicio" de cada unidad y el costo neto compuesto de retiro, es de aplicación más fácil. No se recomienda, sin embargo, utilizarlo para los activos de la planta general.

Los dos sistemas son igualmente recomendables, y cuando el cálculo de las vidas útiles de cada instalación, o de partes de la misma, ha sido debidamente realizado, los resultados serán iguales. La aplicación del procedimiento y el control de la planta eléctrica, es lo que hace diferentes a ambos procedimientos. En los sistemas contables donde se agrupan los activos por conceptos (edificios y estructuras; depósitos, presas y conductores de agua, etc.) sin importar las unidades físicas y su localización, parece preferible aplicar el procedimiento de depreciación sobre componentes; pero cuando la contabilidad de la empresa tiene registradas por separado cada una de las obras (central hidroeléctrica o línea de transmisión), parece mejor usar el porcentaje promedio ponderado, que permitiría conocer el costo bruto y neto de cada instalación.

8 Para computar la depreciación de un activo, puede estimarse la vida útil total o la vida útil remanente en servicio. En el primer caso, es corriente que errores en la estimación de la vida útil produzcan acumulaciones excesivas o deficientes. La fórmula básica del sistema de línea recta es $d = \frac{1-c}{n}$, donde d = tasa de depreciación, c = tasa de valor de salvamento; y n = número de períodos de vida útil total estimada para el bien.

Bajo el procedimiento de "vida útil remanente en servicio" del método de depreciación de línea recta, la fórmula es $d' = \frac{(1-c) - u'}{E}$, de donde d' = tasa de depreciación para la vida remanente del activo; c' = tasa revisada de valor de rescate; u' = tasa de depreciación originalmente estimada; y E = vida estimada restante.

También se puede sugerir el empleo de los dos procedimientos para ciertos activos de la planta eléctrica --como las redes de distribución-- construidos por elementos diversos y sujetos a cambios frecuentes por insuficiencias técnicas que se producen. Concretamente, se podría aplicar una tasa promedio global para cada red y, a su vez, un desglose contable de activos y de depreciación acumulada para las principales partes componentes (postes y accesorios, conductores, medidores, servicios, transformadores de línea, alumbrado público, etc.).

5. Tasas de depreciación y amortización para los activos de la industria eléctrica

Se comparan y analizan, a continuación, las prácticas seguidas en el Istmo Centroamericano para el cálculo de la depreciación de activos fijos tangibles y de la amortización de intangibles, así como las recomendaciones que hacen al respecto organismos de regulación, consultores y empresas extranjeras. Se aprovecha la oportunidad para presentar una escala o tabla de vidas útiles que podría ser utilizada por los organismos eléctricos de la región para un posible acuerdo de normalización sobre la materia.

Debe tenerse presente que tanto las vidas útiles como los porcentajes están referidos al valor neto a depreciar; es decir, que se ha hecho caso omiso del valor bruto y del valor residual de los activos (porque algunas empresas calculan la vida útil sobre el valor bruto y estiman un valor residual, y otras determinan la tasa de depreciación sobre el valor del bien sin considerar valor residual alguno). Aunque el primer sistema pueda ser más adecuado para los efectos de este estudio, es indiferente el sistema que se escoja, ya que para medir el impacto que produce la depreciación en los costos de la energía eléctrica, da lo mismo una estimación de vida útil bruta de 50 años, con valor residual del 10 por ciento, que una estimación de vida útil neta de 55.56 años.

Por otro lado, la estimación de la vida útil es media para un activo determinado; es decir, dicha vida útil no se acerca ni por aproximación a

/la realidad

la realidad, puesto que algunas partes del activo durarán muchos años más que otras, y estas últimas deberán rebajarse de la depreciación acumulada o reserva de depreciación.^{9/}

Debe establecerse, por otra parte, la diferencia entre activos depreciables y los que no lo son. En la industria eléctrica las unidades productivas (central de generación, etc.) contienen partes que no se deprecian, como los terrenos. Si se utiliza el procedimiento de depreciación por unidades físicas o activos individualizados, tendrá que eliminarse el valor de esos activos que no se deprecian del monto total sujeto a depreciación. Pero algunas veces no se hace distinción entre los activos depreciables de los que no lo son, para utilizar aquellos como un elemento de compensación del valor residual.

Los diferentes tipos de activos más representativos de la industria eléctrica, se examinan a continuación:

a) Centrales de generación

Para las centrales hidroeléctricas de importancia, como las construídas en el Istmo Centroamericano durante los últimos 20 años, se utilizan las siguientes estimaciones de vida útil (véase el cuadro 1):*

9/ Veamos un ejemplo al respecto. Si se trata de:

- 1) Valor del activo: 100
- 2) Composición del costo: 75 unidades monetarias de ciertas partes de la obra, (estructuras, etc.) con vida útil: 100 años; 25 unidades monetarias de otras partes, vida útil: 25 años.
- 3) Se estiman convenientes dos renovaciones de los equipos, que se cargarán a la depreciación acumulada.
- 4) Vida útil media neta: 50 años (o 2 por ciento anual de depreciación).
- 5) Cálculo de la cuenta depreciación acumulada o reserva de depreciación:
 - a) Depreciación durante los primeros 25 años
(100 x 2 por ciento x 25 años)= + 50
 - b) Menos renovación No. 1 del equipo - 25
 - c) Depreciación durante los segundos 25 años
(100 x 2 por ciento x 25)= + 50
 - d) Menos renovación No. 2 del equipo - 25
 - e) Depreciación durante los terceros 25 años
(100 x 2 por ciento x 25)= + 50Total (vida útil total 75 años) 100

En consecuencia, el activo al que se refiere el cálculo debe servir 75 años a la empresa siendo su vida útil media neta de 50 años; por lo tanto debe depreciarse, a una tasa del 2 por ciento anual. Si en el mismo ejemplo se pudiera económicamente renovar el equipo 3 veces (vida útil total de 100 años), la depreciación debería ser de 1.75 por ciento anual y la vida útil media neta sería de 57 años.

* Véanse los cuadros al final del texto.

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta</u> (años)	<u>Porcentaje neto</u>
INDE, Guatemala	40.00	2.50
CEL, El Salvador	50.00	2.00
ENEE, Honduras	60.00	1.67
ENALUF, Nicaragua	42.60	2.35
ICE, Costa Rica	44.44	2.25
IRHE, (Bayano) Panamá	80.00	1.25

Organismos especializados de fuera de la región y consultores en estudios para Centroamérica recomiendan, sin embargo, para este tipo de centrales las estimaciones de vida útil siguiente. (véase el cuadro 2):

<u>Organismo o consultor</u>	<u>Vida útil neta</u> (años)	<u>Porcentaje neto</u>
Federal Power Commission, E.U.A.		
a) Informe de 1945	43.86	2.28
b) Informe de 1964	75.00	1.33
Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.	57.47	1.74
Harza Engineering Co., Electroconsult (Italia)	38.46 50.00	2.60 2.00
Fosdick, Elleny	47.62	2.10

Para las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, la vida útil neta promedio de una central hidroeléctrica no menor de 10 MW debe encontrarse entre 40 y 50 años (2.50 y 2.00 por ciento, respectivamente), con lo cual se tomaría en cuenta, además del desgaste físico, la obsolescencia, el uso competitivo del agua y otros riesgos no asegurables. En tal caso, una vida útil promedio significa que la central --o activo-- debe servir a la empresa entre 60 y 75 años, ya que con la renovación (no mantenimiento) de ciertos equipos -- como turbinas, generadores, etc.-- se rebaja dicha cuenta de valuación del activo y por consiguiente se aumenta su valor neto.

Para las centrales de vapor de importancia -- con capacidades entre 30 y 50 MW-- como las instaladas en el Istmo Centroamericano y las que se instalarán en el decenio 70, las principales empresas eléctricas de la región utilizan los siguientes valores de depreciación (véase el cuadro 3):

Empresa

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta</u> <u>(años)</u>	<u>Porcentaje neto</u>
INDE, Guatemala	30.00	3.33
CEL, El Salvador	33.33	3.00
ENALUF, Nicaragua	30.00	3.33
IRHE, Panamá	30.00	3.33
CNFL (10 MW), Costa Rica	42.19	2.37
CAESS (5 MW), El Salvador	68.97	1.45

Organismos reguladores de los Estados Unidos y de Europa, y consultores independientes, estiman, sin embargo, lo siguiente para las centrales de vapor. (véase el cuadro 4):

<u>Proponente</u>	<u>Vida útil</u> <u>neta</u> <u>(años)</u>	<u>Por-</u> <u>ciento</u> <u>neto</u>
Federal Power Commission, E.U.A.		
a) Informe de 1945	33.56	2.98
b) Informe de 1964	32.50	3.08
Public Service Commission, Wisconsin, E.U.A.	35.97	2.78
Empresas eléctricas francesas	25.00	4.00
Electroconsult	30.00	3.33

Para las centrales de vapor convencionales, se considera que las empresas eléctricas y los organismos reguladores del Istmo Centroamericano podrían estimar una vida útil neta de entre 28.57 y 33.33 años. (3.50 y 3.00 por ciento anual neto, aproximadamente). Debe tenerse en cuenta, a este respecto, que la mayoría de los componentes de las centrales de vapor -- equipo de caldera, generadores, equipo eléctrico, etc.-- tienen una vida útil aproximada de 30 años.

/Para las

Para las centrales diesel (de combustión interna), cuyo uso está muy extendido en el Istmo Centroamericano --aunque en su mayor parte se trata de unidades de 1 000 kW o menos (el ICE de Costa Rica tiene unidades de 2 000, 3 000 y 4 000 kW)-- se utilizan actualmente en Centroamérica los siguientes valores de depreciación (véase el cuadro 5):

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
<u>Unidades de más de 1 000 kW</u>		
INDE, Guatemala	15.00	6.67
ICE, Costa Rica	31.60	3.16
IRHE, Panamá	20.00	5.00
ENEE, Honduras	22.73	4.40
<u>Unidades entre 500 y 1 000 kW</u>		
INDE, Guatemala	15.00	6.67
ICE, Costa Rica	15.81	6.33
IRHE, Panamá	20.00	5.00
ENEE, Honduras	22.73	4.40
ENALUF, Nicaragua	29.24	3.42
<u>Unidades hasta de 500 kW:</u>		
INDE, Guatemala	10.00	10.00
ICE, Costa Rica	15.81	6.33
IRHE, Panamá	16.67	6.00
ENEE, Honduras	22.73	4.40
ENALUF, Nicaragua	29.24	3.42

Fuentes externas (organismos especializados y consultores) consideran en cambio que para la depreciación de las centrales de combustión interna deben considerarse las cifras siguientes (véase el cuadro 6):

/Proponente

<u>Proponente</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
Federal Power Commission, E.U.A.		
a) Informe 1945	27.40	3.65
b) Informe 1964	35.00	2.86
Public Service Commission, Wisconsin, E.U.A.	22.73	4.40
Ellery R. Fosdick ^{10/}	23.98	4.17
Harza Engineering Co. ^{10/}	18.18	5.50

Con base en la experiencia de las empresas del Istmo Centroamericano y en las recomendaciones de los expertos, puede sugerirse en consecuencia la siguiente escala de vidas útiles netas para las centrales de combustión interna:

	<u>Años</u>	<u>Porcentaje</u>
Baja velocidad (menos de 720 R.P.M.)	20 a 25	5 al 4
Alta velocidad (de 720 o más R.P.M.)	12.50 a 15.38	8 al 6.5

Caracteriza a las centrales de generación diesel pequeñas la circunstancia de que su ubicación física (traslado de un lugar a otro) cambia varias veces durante la vida útil del equipo; en estos casos el costo de instalación debe cargarse a una cuenta separada y amortizarse o depreciarse en el número de años que vaya a dar servicio la central en una determinada localidad.

^{10/} Fosdick y Harza señalan específicamente esos valores para unidades de baja velocidad y consideran que debe aumentarse aproximadamente un 20 por ciento el porcentaje neto para unidades de alta velocidad.

Para las centrales de gas, que han instalado durante los últimos 10 años varios países de la región (Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá), la depreciación se calcula en los países del Istmo como sigue (véase el cuadro 7):

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
INDE, Guatemala	15.00	6.67
CEL, El Salvador	33.33	3.00
ENALUF, Nicaragua	29.00	3.45
IRHE, Panamá	25.00	4.00

Organismos de regulación de los Estados Unidos y consultores señalan en cambio:

<u>Proponente</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
Federal Power Commission E.U.A. Informe 1964	35.00	2.86
Electroconsult	20.00	5.00

La depreciación de este tipo de centrales está condicionada sin duda a las diferentes formas de operación a que se somete la central de gas (reserva, atención a máximas demandas, etc.); la experiencia de la región y del resto del mundo, por lo demás, es limitada por ser relativamente reciente el empleo de este tipo de equipo para la generación de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, puede señalarse a estos equipos una vida útil media neta de entre 33.33 y 20 años, que corresponde a una tasa de depreciación entre 3 y 5 por ciento anual, dependiendo del uso que se le dé a la central (reserva u operación continua).

b) Plantas de transmisión

Para el análisis de la depreciación de las plantas de transmisión, su examen se puede dividir en: i) subestaciones (elevadoras y reductoras) y patios de internación; ii) líneas de transmisión mayores (de más de 100 kV);

/iii) líneas

iii) líneas de transmisión menores (de entre 44 y 100 kV), y iv) líneas de subtransmisión (de menos de 44 kV). La información proporcionada por las empresas eléctricas de la región, organismos especializados y consultores se detalla en los cuadros 8 y 9, y puede resumirse como sigue:

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
a) Subestaciones y patios de interruptores		
INDE, Guatemala	30.00	3.33
CEL, El Salvador	50.00	2.00
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
ENEE, Honduras	25.00	4.00
ENALUF, Nicaragua	35.00	2.86
ICE, Costa Rica	31.65	3.16
CNFL, Costa Rica	55.56	1.80
Federal Power Commission, E.U.A. (Informe 1964)	35.00	2.86
Fosdick	29.24	3.42
b) Líneas de transmisión de más de 100 kV		
INDE, Guatemala	30.00	3.33
CEL, El Salvador	50.00	2.00
ENEE, Honduras	33.33	3.00
ENALUF, Nicaragua	37.45	2.67
ICE, Costa Rica	31.65	3.16
IRHE, Panamá	50.00	2.00
Fosdick	54.05	1.85
Electroconsult	40.00	2.50
Federal Power Commission (Informe 1964)	50.00	2.00
Empresas eléctricas de Bélgica	40.00	2.50
c) Líneas de transmisión entre 44 y 100 kV:		
a) Acero		
INDE, Guatemala	30.00	3.33
CEL, El Salvador	33.33	3.00
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
ENEE, Honduras	33.33	3.00
ENALUF, Nicaragua	35.00	2.86
Federal Power Co. E.U.A. (Informe 1964)	50.00	2.00
Electroconsult	40.00	2.50

/ii) Concreto

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
ii) Concreto		
INDE, Guatemala	25.00	4.00
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
iii) Madera tratada		
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
IRHE, Panamá	30.00	3.33
Federal Power Co. E.U.A. (Informe 1964)	35.00	2.86
d) Líneas de subtransmisión (menos de 44 kV)		
i) Acero		
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
ENEE, Honduras	33.33	3.00
ENALUF, Nicaragua	35.00	2.86
ICE, Costa Rica	31.65	3.16
CNFL, Costa Rica	55.56	1.80
Fosdick	37.04	2.70
Electroconsult	40.00	2.50

/ii) Concreto

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
ii) Concreto		
INDE, Guatemala	25.00	4.00
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
ICE, Costa Rica	31.65	3.16
CNFL, Costa Rica	55.56	1.80
iii) Madera tratada		
IRHE, Panamá	30.00	3.33

Los organismos y corporaciones que se señalan a continuación presentan además estimaciones para la planta de transmisión en conjunto:

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
Federal Power Commission, E.U.A. (Informe de 1945)	38.46	2.60
Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.	39.84	2.51
Harza Engineering Co.	22.00	4.55

Podría someterse a la consideración de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, en consecuencia, la siguiente tabla de vidas útiles medias netas:

<u>Concepto</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Tasa de depre- ciación neta</u>
a) Subestaciones y patios de interruptores	28.57 - 33.33	3.50 - 3.00
b) Líneas de transmisión de más de 100 kV	33.33 - 40.00	3.00 - 2.50
c) Líneas de transmisión y sub-transmisión de 100 kV o menos		
i) Acero	33.33 - 40.00	3.00 - 2.50
ii) Concreto	28.57 - 33.33	3.50 - 3.00
iii) Madera tratada	25.00 - 33.33	4.00 - 3.00

/c) Plantas

c) Plantas de distribución

En el Istmo Centroamericano se aplican a las plantas de distribución eléctrica las siguientes tasas de depreciación (véase el cuadro 10):

<u>Empresa</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
INDE, Guatemala	20.00	5.00
GEL, El Salvador	28.57	3.50
CAESS, El Salvador	49.26	2.03
ENEE, Honduras	20.00	5.00
ENALUF, Nicaragua	37.17	2.69
ICE, Costa Rica	33.33	3.00
CNFL, Costa Rica	37.04	2.70
IRHE, Panamá	25.00	4.00

Organismos especializados de los Estados Unidos y consultores que conocen Centroamérica señalan las siguientes (véase el cuadro 11):

<u>Organismos o consultor</u>	<u>Vida útil neta (años)</u>	<u>Por- ciento neto</u>
Federal Power Commission		
a) Reporte 1945	30.49	3.28
b) Reporte 1964	32.00	3.13
Public Service Commission		
Wiscosin, E.U.A.	31.25	3.20
Harza Engineering Co.	22.00	4.55
Electroconsult	30.00	3.33

Para las plantas distribuidoras de energía eléctrica podrían sugerirse en consecuencia:

<u>Concepto</u>	<u>Vida útil media neta (años)</u>	<u>Tasa de depreciación neta</u>
Con portería de acero, concreto y madera tratada	25 - 33.33	4.00 - 3.00
Con portería de madera rústica	10.00 - 15.00	10.00 - 6.67

d) Plantas generales

Las denominadas "plantas generales" de la industria eléctrica están compuestas en el Istmo Centroamericano por diversos tipos de activos, que

/no forman

no forman parte de la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Para su mayoría se aplica el sistema de depreciación de línea recta, aunque para algunos podrían aplicarse otros métodos (horas de funcionamiento, etc.). En los cuadros 12 y 13 se detallan las tasas de vidas útiles y porcentos netos que aplican 7 de las principales empresas del Istmo Centroamericano y las recomendadas por la Federal Power Commission y la Public Service Commission de Wisconsin, ambas de los Estados Unidos.

Aunque estos tipos de activo son de uso común y todas las empresas eléctricas tienen amplia experiencia a su respecto, las estimaciones de sus vidas útiles difieren notablemente.

Se sugiere la tabla de depreciación siguiente para los activos de la planta general, a base de aplicar el método de línea recta:

<u>Activo</u>	<u>Vida Útil</u> <u>neto</u> <u>(años)</u>		<u>Por-</u> <u>ciento</u> <u>neto</u>	
Edificios, estructuras y mejoras				
a) de concreto	40.00	50.00	2.50	2.00
b) de otros materiales	20.00	25.00	5.00	4.00
Mobiliario de oficina	12.50	10.00	8.00	10.00
Equipo de oficina	12.50	10.00	8.00	10.00
Equipo de bodegas o almacenes	5.00	6.67	20.00	15.00
Equipo de laboratorio	5.00	6.67	20.00	15.00
Equipo de comunicaciones	12.50	10.00	12.50	10.00
Equipo de talleres	5.00	6.67	20.00	15.00
Herramientas	4.00	5.00	25.00	20.00
Embarcaciones				
a) de madera y plástico	4.00	5.00	25.00	20.00
b) de metal	12.50	10.00	8.00	10.00
Equipo de ingeniería	6.67	5.00	15.00	20.00
Equipo de impresión y publicaciones	12.50	10.00	8.00	10.00
Equipo de seguridad y protección	12.50	10.00	8.00	10.00
Equipo de fotografía	12.50	10.00	8.00	10.00
Biblioteca	25.00	20.00	4.00	5.00
Equipo liviano de transportes	5.00	6.00	20.00	16.67
Equipo pesado de transporte y de construcción	4.00	5.00	25.00	20.00

e) Activos intangibles

La amortización de los activos intangibles sólo se lleva a cabo por algunas empresas eléctricas. Aplicando el criterio de que se trata de derechos adquiridos por las empresas a un costo real, y de que en la

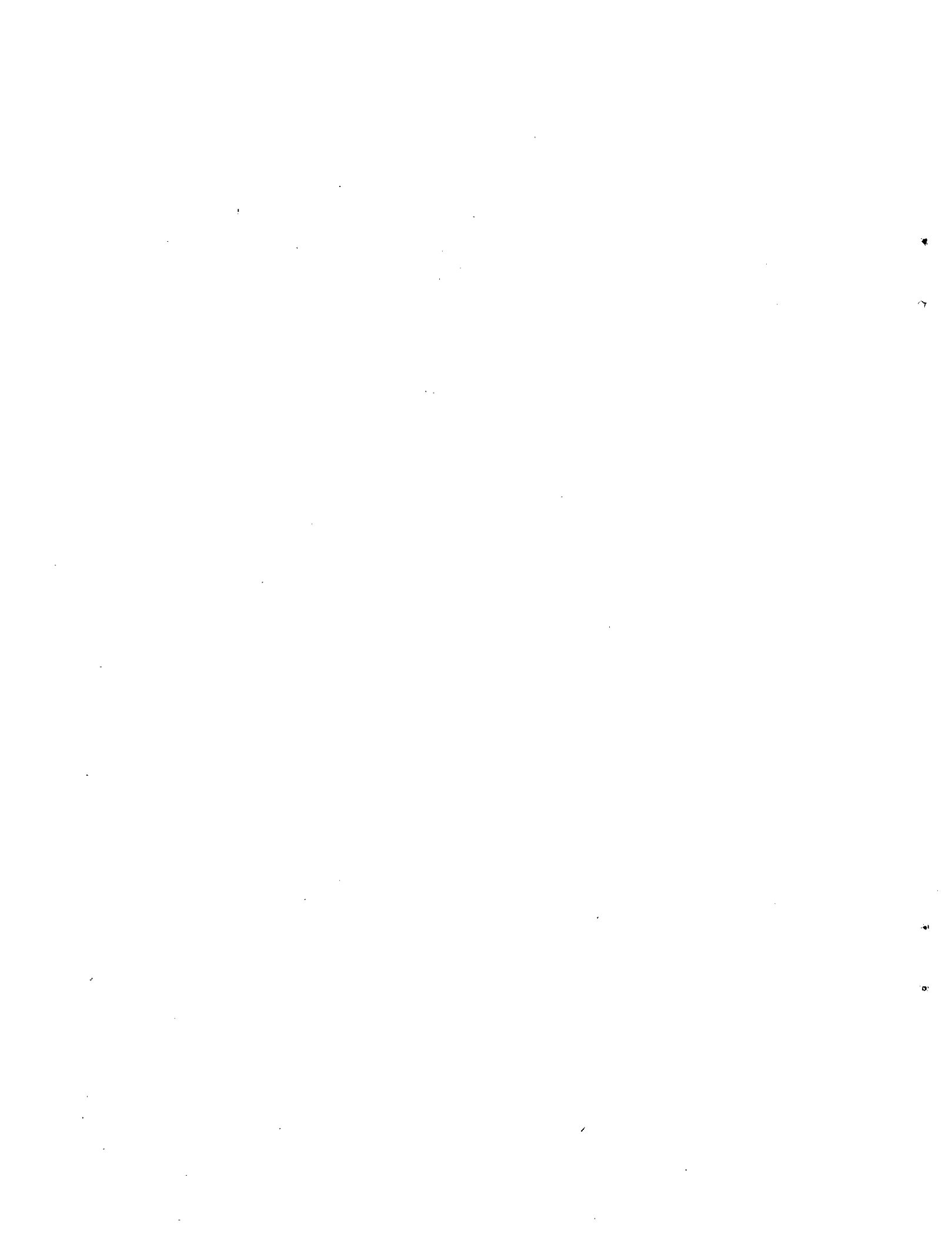
/mayoría

mayoría de los casos tienen una vida legal limitada, se considera que deben ser amortizados. Incluso los activos intangibles que no tienen vida legal limitada deben serlo, porque son inversiones fijas que no tienen valor de mercado --es decir, no pueden ser vendidas-- y, en último término, expiran con la liquidación o cesación de las actividades de la empresa. Por otro lado, al formar parte esos activos de la inversión inmovilizada de la empresa, constituyen parte de la base tarifaria y, en igual medida, del costo de las tarifas eléctricas. Su amortización en un número prudente de años los elimina de la base tarifaria.

Es difícil sugerir una tabla de amortización para los activos tangibles, pero podrían adoptarse los siguientes criterios al efecto.

- i) Activos intangibles con vida legal limitada (concesiones, patentes, etc.), amortización en un período máximo de vida legal, y
- ii) Otros activos intangibles ("organización", etc.), amortización en un período máximo de 10 años.

El organismo regulador, por su parte, podría disponer una amortización de activos intangibles más rápida cuando una empresa eléctrica, en un ejercicio económico, obtuviera rentabilidades mayores a las autorizadas.



Cuadro 1

DEPRECIACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS: VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS NETOS UTILIZADOS POR EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

(Vida útil en años)

Concepto	INDE		CEL		ICE		CNFL		IRHE		ENALUF		ENEE		CAESS		JASEMH (CR)		Miller (CR)	
	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento
<u>Por unidades físicas</u>																				
Centrales pequeñas (menos de 10 MW)	-	-	-	-	-	-	55.6	1.80	40	2.50										
Centrales mayores	40	2.50	50	2.00	44.4	2.25	55.6	1.80	80	1.25										
<u>Por partes de la instalación</u>																				
Edificios, estructuras y mejoras													50.0	2.00			42.60	2.35	44.4	2.25
De concreto o metal													60.00	1.67	-	-	100.0	1.00	-	-
De armazón de madera y paredes de adobe													35.00	2.86	-	-	40.0	2.50	-	-
De armazón de madera y paredes de madera													20.00	5.00	-	-	-	-	-	-
Caminos y puentes													50.00	2.00	-	-	50.0	2.00	30.00	3.33
Depósitos, presas y conductores de agua														1.67	66.7	1.50	-	-	53.25	1.88
Tubería													-	-	50.0	2.00	-	-	-	15.0
Casa de máquinas													-	-	66.7	1.50	-	-	-	-
Turbinas y generadores													38.00	2.63	40.0	2.50	50.0	2.00	32.33	3.09
Accesorios y equipo eléctrico													33.00	3.03	20.0	5.00	-	-	24.10	4.14
Tableros y transmisiones													-	-	-	-	-	-	-	15.0
Equipo misceláneo de fuerza motriz													33.00	3.03	40.0	2.50	-	-	12.80	7.79
Promedio ponderado													42.64	2.35	60.0 ^{a/}	1.67 ^{a/}	55.6 ^{a/}	1.80	43.33	2.30
																			25.0 ^{a/}	4.00 ^{a/}

^{a/} Estimado.

Cuadro 2

DEPRECIACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS: VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS NETOS
RECOMENDADOS POR ORGANISMOS ESPECIALIZADOS Y CONSULTORES

Concepto	Federal Power Commission de E.U.A.		Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.		Empresas eléctricas francesas		Ellery R. Fosdick		Harza Engineering Co.	
	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento
Estructuras y mejoras	59.52	1.68	65.78	1.52	33.33	3.00	50.00	2.00	50.00	2.00
Depósitos, presas y conduc- tores de agua	61.35	1.63	71.43	1.40	50.00	2.00	50.00	2.00	50.00	2.00
Turbinas y generadores	35.21	2.84	38.76	2.58	25.00	4.00	35.00	2.86	25.00	4.00
Equipo accesorio eléctrico	33.22	3.01	37.59	2.66	20.00	5.00	25.00	4.00	25.00	4.00
Equipo misceláneo	32.79	3.05	37.31	2.68	20.00	5.00	25.00	4.00	25.00	4.00
Caminos, vías y puentes	68.03	1.47	78.13	1.28	-	-	-	-	-	-
Promedio ponderado	43.86	2.28	57.47	1.74	33.33	3.00	47.62	2.10	38.46	2.60

Cuadro 3

DEPRECIACION DE CENTRALES DE VAPOR: VIDAS UTILES ESTIMADAS NETAS Y PORCIENTOS UTILIZADOS
POR EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Concepto	INDE		CEL		CNFL		IRHE		ENALUF		CAESS	
	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento
Por unidades físicas de 10 o más kW	30	3.33	33.3	3.00	42.19	2.37	30	3.33				
Por partes de la instalación												
Edificios, estructuras y mejoras												
De concreto o metal									50.00	2.00	100.00	1.00
De armazón de madera y paredes de adobe									30.00	3.33		
De armazón de madera y paredes de madera									15.00	6.67	66.70	1.50
Equipo de caldera									33.00	3.03	66.70	1.50
Máquinas de émbolo y generador									29.00	3.45	66.70	1.50
Unidades turbogeneradoras									33.00	3.03	66.70	1.50
Accesorios y equipo eléctrico									33.00	3.03	-	-
Equipo misceláneo									29.00	3.45	-	-
Promedio ponderado									30.00	3.33	68.97 ^{a/}	1.45

a/ Estimado.

Cuadro 4

DEPRECIACION DE CENTRALES DE VAPOR: VIDAS ESTIMADAS NETAS Y PORCIENTOS
NETOS RECOMENDADOS POR ORGANISMOS ESPECIALIZADOS Y CONSULTORES

Concepto	Federal Power Commission de Estados Unidos		Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.		Empresas eléctricas francesas	
	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento
Estructuras y mejoras	51.55	1.94	58.21	1.72	33.33	3.00
Equipo de caldera	31.25	3.20	30.60	3.27	25.00	4.00
Generadores	34.84	2.87	35.33	2.87	25.00	4.00
Turbogeneradores	33.90	2.95	31.45	3.18	"	"
Equipo accesorio eléctrico	32.05	3.12	30.96	3.23	20.00	5.00
Equipo misceláneo	26.39	3.79	30.30	3.30	20.00	5.00
Promedio ponderado	33.56	2.98	35.97	2.78	25.00	4.00

Cuadro 5

DEPRECIACION CENTRALES DE COMBUSTION INTERNA: VIDAS UTILES ESTIMADAS NETAS Y PORCIENTOS
NETOS UTILIZADOS POR EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Concepto	INDE		ICE		IRHE		ENALUF		ENEE	
	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento	Vida Útil (años)	Por- ciento
<u>Por unidades físicas</u>										
Unidades de más de 1 000 Kw	15.0	6.67	31.60	3.16						
Unidades de 500 a 1 000 Kw	15.0	6.67	15.81	6.33	20.0 ^{b/}	5.00 ^{b/}				
Unidades de menos de 500 Kw	10.0	10.00	15.81	6.33						
<u>Por partes de la instalación</u>										
Edificios, estructuras y mejoras									50.00	2.00
De concreto o metal							50.00	2.00		
De armazón de madera y paredes de adobe							30.00	3.33		
De armazón de madera y paredes de madera							15.00	6.67		
Depósitos de combustible							33.00	3.03		
Motores							29.00	3.45		
Maquinaria 100 H.P. o más							29.00	3.45		
Maquinaria de menos de 100 H.P.							17.00	5.88	20.00	5.00
Generadores de 50 Kw o más							29.00	3.45		
Generadores de menos de 50 Kw							17.00	5.88		
Equipo necesario eléctrico							29.00	3.45	20.00	5.00
Equipo misceláneo							26.00	3.85	40.00	2.50
Promedio ponderado							29.24 ^{a/}	3.42	22.73 ^{a/}	4.40

a/ Estimado.

b/ Para generadores de alta velocidad se estima 16.67 años, o sea el 6 por ciento.

Cuadro 6

DEPRECIACION DE CENTRALES DE COMBUSTION INTERNA: VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS
NETOS RECOMENDADOS POR ORGANISMOS ESPECIALIZADOS Y POR CONSULTORES

Concepto	Federal Power Commission de E.U.A.		Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.		Ellery Fosdick		Harza Engineering Co.	
	Vida Útil (años)	Por ciento	Vida Útil (años)	Por ciento	Vida Útil (años)	Por ciento	Vida Útil (años)	Por ciento
Estructuras y mejoras	37.45	2.67	33.78	2.96	50.00	2.00	50.00	2.00
Tanques de combustible, tuberías y accesorios	29.67	3.37	30.12	3.32	25.00	4.00	13.00	7.69
Máquinas de combustión interna	24.69	4.05	21.19	4.72	20.00 ^{a/}	5.00	16.00 ^{b/}	6.25
Generadores	25.71	3.89	24.21	4.13	20.00 ^{a/}	5.00	16.00 ^{b/}	6.25
Equipo eléctrico accesorio	26.25	3.81	22.73	4.40	25.00	4.00	25.00	4.00
Equipo misceláneo	24.21	4.13	20.33	4.92	25.00	4.00	25.00	4.00
Promedio ponderado	27.40	3.65	22.73	4.40	23.98	4.17	18.18	5.50

^{a/} Para unidades generadoras diesel de alta velocidad se estima en 10 años su vida útil, con lo cual el promedio ponderado se elevaría a un 5 por ciento aproximadamente.

^{b/} Para generadores diesel de alta velocidad la vida útil se estimaría en 12 años.

Quadro 7

DEPRECIACION CENTRALES DE GAS: VIDAS UTILES ESTIMADAS NETAS Y PORCIENTOS NETOS
UTILIZADOS POR EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Concepto	INDE		IRHE		CEL		ENALUF	
	Vida útil (años)	Por- ciento	Vida útil (años)	Por- ciento	Vida útil (años)	Por- ciento	Vida útil (años)	Por- ciento
<u>Por unidades físicas</u>	15.00	6.67	25.00	4.00	33.33	3.00		
<u>Por partes de la instalación</u>								
Edificios, estructuras y mejoras								
De concreto o metal							50.00	2.00
De armazón de madera y paredes de adobe							30.00	3.33
De armazón de madera y paredes de madera							15.00	6.67
Tanques de combustible							33.00	3.03
Generadores							29.00	3.45
Aire acondicionado							29.00	3.45
Equipo y accesorio eléctrico							29.00	3.45
Equipo misceláneo							26.00	3.85
Promedio ponderado							29.00 ^{a/}	3.45

a/ Estimado.

Cuadro 8

DEPRECIACION DE PLANTA DE TRANSMISION: ^{a/} VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS NETOS UTILIZADOS POR EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

(Vida útil en años)

Concepto	INDE		CEL		CAESS		ICE		CNFL		IRNE		ENALUF		Miller	Hnos.
	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento	Vida útil	Por- ciento
Por unidades físicas																
Subestaciones	30.00	3.33	50.00	2.00	49.26	2.03	31.65	3.16	55.56	1.80						
Patios de interruptores	30.00	3.33	50.00	2.00	49.26	2.03	31.65	3.16	55.56	1.80						
Líneas de 220 kV o más	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.00	2.00				
Líneas de 115 y 138 kV en torres	30.00	3.33	50.00	2.00	-	-	31.65	3.16	-	-						
Líneas de 44 a 69 kV en acero	30.00	3.33	33.33	3.00			-	-	-	-						
Líneas de 44 a 69 kV en concreto	25.00	4.00					-	-	-	-						
Líneas de 44 a 69 kV en madera	-	-			49.26	3.16	-	-	-	-	30.00	3.33				
Líneas de 20 a 35 kV en acero	-	-					31.65	3.16	55.56	1.80						
Líneas de 20 a 35 kV en concreto	25.00	4.00					31.65	3.16	55.56	1.80						
Líneas de 20 a 35 kV en madera	-	-					-	-	-	-	30.00	3.33				
Líneas de menos de 20 kV en acero	-	-					-	-	-	-						
Líneas de menos de 20 kV en concreto	20.00	5.00					-	-	55.56	1.80						
Líneas de menos de 20 kV en madera	-	-					-	-	-	-						
Por partes de la instalación																
Estructuras y mejoras													50.00	2.00		
Equipo de subestación													33.00	3.03		
Torres y accesorios													40.00	2.50		
Postes y accesorios (concreto y acero)													33.00	3.03	33.33	3.00
Postes y accesorios (madera rústica)													15.00	6.67		
Conductores y dispositivos aéreos													43.00	2.33	33.33	3.00
Caminos y puentes													40.00	2.50		
Transformadores													-	-	33.33	3.00
Equipo misceláneo													-	-		
Promedio ponderado													35.00 ^{b/}	2.86	10.52	9.50

^{a/} Incluye subtransmisión.^{b/} Estimado.

Quadro 9

DEPRECIACION DE PLANTA DE TRANSMISION: VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS NETOS RECOMENDADOS
POR ORGANISMOS ESPECIALIZADOS Y CONSULTORES

Concepto	Federal Power Commission de Estados Unidos		Public Services Commission Wisconsin, E.U.A.		Ellery R. Fosdick	
	Vida útil (años)	Porcentaje	Vida útil (años)	Porcentaje	Vida útil (años)	Porcentaje
Estructuras y mejoras	39.22	2.55	47.39	2.11	50.00	2.00
Equipo de subestación	31.35	3.19	33.00	3.03	25.00	4.00
Torres y accesorios	39.22	2.55	45.66	2.19	50.00 ^{a/}	2.00
Postes y accesorios	29.15	3.43	31.35	3.19	50.00 ^{a/}	2.00
Conductores y dispositivos aéreos	43.48	2.30	51.81	1.93	40.00	2.50
Conductos subterráneos	49.26	2.03	33.67	2.97	-	-
Conductores y dispositivos subterráneos	44.44	2.25	37.45	2.67	-	-
Caminos y vías	40.16	2.49	47.17	2.12	-	-
Promedio ponderado	38.46	2.60	39.84	2.51	37.04 ^{b/}	2.70 ^{b/}

a/ Para madera tratada la vida útil se considera entre 20 y 35 años.

b/ Estas cifras son para líneas de 34.5 kV con torres de acero. Para líneas de 138 kV, el señor Fosdick estima 54.05 años o 1.85 por ciento; para subestaciones reductoras 138/34.5/13.8 kV y elevadoras 13.8/138 kV, estima 29.24 años o 3.42 por ciento.

Cuadro 10

DEPRECIACION DE PLANTA DE DISTRIBUCION: VIDAS UTILES METAS Y PORCIENTOS NETOS UTILIZADOS POR ORGANISMOS ELECTRICOS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

(Vida útil en años)

Concepto	INDE		CEL		ENEE		ENALUF		ICE		CNFL		IRHE	
	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento
<u>Por unidades ffeleas</u>	20.00	5.00	28.57	3.50	49.26	2.03	20.00	5.00	33.33	3.00	37.04	2.70	25.00	4.00
<u>Por partes de la instalación</u>														
Estructuras y mejoras							45.00	2.22						
Equipo de estación							32.00	3.13						
Equipo de acumuladores							21.00	4.76						
Postes, torres y accesorios														
Concreto, metal y madera tratada							29.00	3.45						
Madera rústica							10.00	10.00						
Conductores aéreos y accesorios							38.00	2.69						
Transformadores de líneas							31.00	3.25						
Servicios							31.00	3.25						
Medidores							30.00	3.33						
Instalaciones en predios de consumidores							25.00	4.00						
Propiedades arrendadas							25.00	4.00						
Alumbrado público							26.00	3.85						
Promedio ponderado							37.17	2.69						

Cuadro 11

DEPRECIACION PLANTA DE DISTRIBUCION: VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS NETOS
RECOMENDADOS POR ORGANISMOS ESPECIALIZADOS Y CONSULTORES

Concepto	Federal Power Commission de Estados Unidos		Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.		Empresas eléctricas de Bélgica	
	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento
Estructuras y mejoras	42.92	2.33	45.66	2.19		
Equipo de estación	29.94	3.34	28.09	3.56	20 a 25	4 a 5
Equipo de acumuladores	31.55	3.17	22.42	4.46		
Postes, torres y accesorios	26.60	3.76	25.51	3.92	16 a 20 ^{a/}	5 a 6
Conductores y dispositivos aéreos	36.36	2.75	40.32	2.48	40	2.5
Conductos subterráneos	49.02	2.04	58.14	1.73		
Conductores y dispositivos subterráneos	44.84	2.33	37.88	2.64		
Transformadores de línea	28.90	3.46	29.76	3.36	20 a 25	4 a 5
Servicios	28.01	3.57	31.25	3.20		
Medidores	28.57	3.50	29.24	3.42		
Instalaciones en los predios de los consumidores	24.69	4.05	18.69	5.35		
Propiedad alquilada en predios de los consumidores	22.52	4.44	29.50	3.39		
Sistemas de alumbrado público y y señales	24.63	4.06	23.15	4.32	12.5	8
Promedio ponderado	30.49	3.28	31.25	3.20		

^{a/} Madera. Los de concreto o acero de 33 a 50 años.

Cuadro 12

DEPRECIACION DE PLANTA GENERAL: VIDAS UTILES NETAS Y PORCIENTOS NETOS UTILIZADOS POR EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

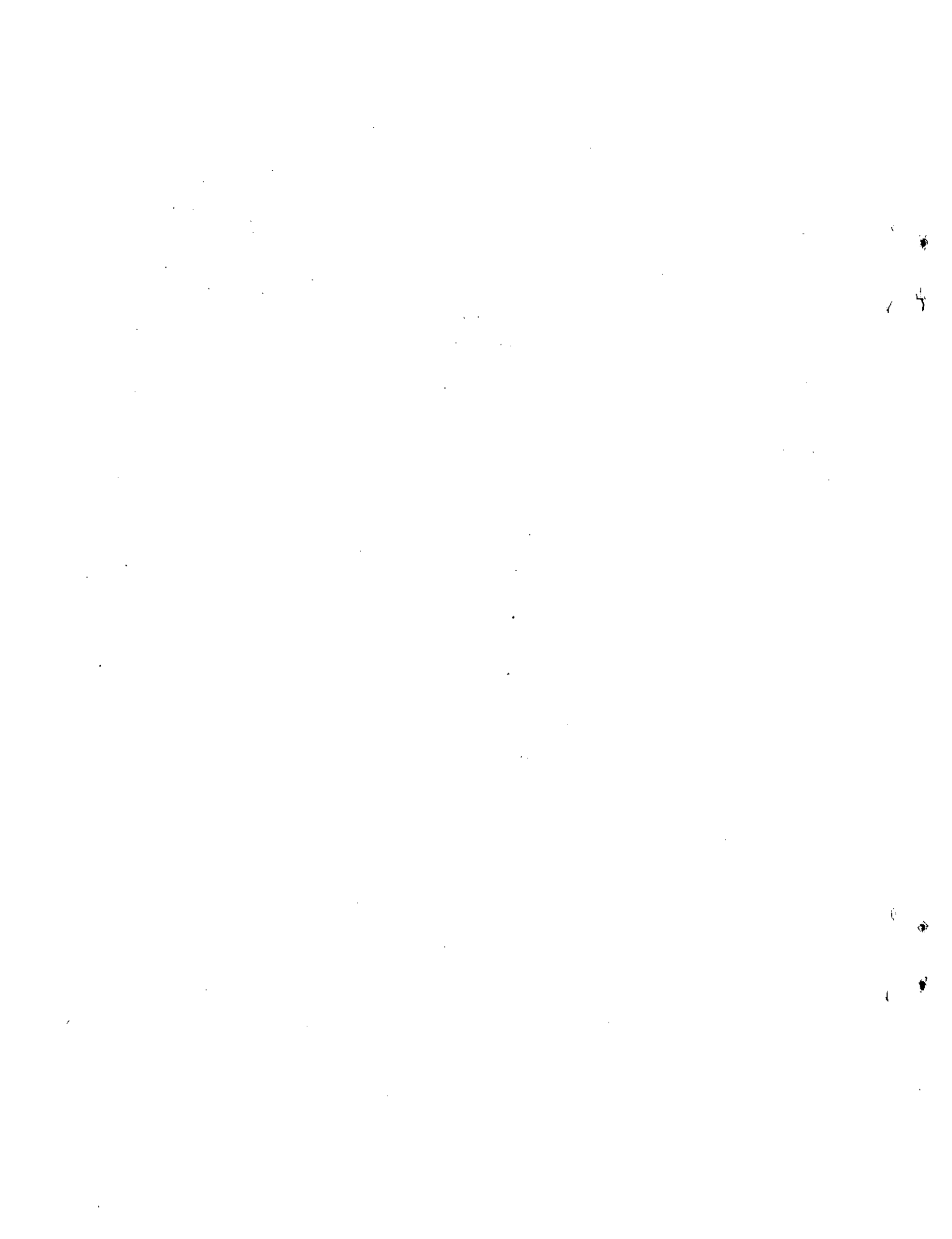
(Vida útil en años)

Concepto	INDE		CEL		ENEE		ENALUF		ICE		CNFL		IRHE	
	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento	Vida útil	Por-ciento
Edificios, estructuras y mejoras														
De concreto							50.00	2.00						
Armazón madera y paredes adobe							35.00	2.86	52.63	1.90			34.97	2.86
Armazón madera y paredes madera							20.00	5.00						
Mobiliario de oficina metálico			10.00	10.00			16.00	6.25	10.52	9.50	22.22	4.50	10.00	10.00
Mobiliario de oficina de madera			10.00	10.00			16.00	6.25	10.52	9.50	22.22	4.50	10.00	10.00
Equipo de oficina			10.00	10.00			16.00	6.25	10.52	9.50	22.22	4.50	10.00	10.00
Equipo de transporte			6.67	15.00			7.00	14.29			22.22	4.50	4.00	25.00
Herramientas			10.00	10.00			16.00	6.25			22.22	4.50	5.00	20.00
Equipo de talleres			10.00	10.00			16.00	5.56			22.22	4.50	5.00	20.00
Equipo de bodegas			10.00	10.00			20.00	5.00			22.22	4.50	5.00	20.00
Equipo de laboratorio			10.00	10.00			17.00	5.88			22.22	4.50	5.00	20.00
Equipo de comunicaciones			-	-			18.00	5.56			22.22	4.50	-	-
Equipo misceláneo			10.00	10.00			17.00	5.88			22.22	4.50	4.00	20.00
Embarcaciones de madera o plástico			-	-			-	-			-	-	-	-
Embarcaciones de metal			-	-			-	-			-	-	-	-
Biblioteca			-	-			-	-			-	-	-	-

Cuadro 13

DEPRECIACION PLANTA GENERAL: VIDAS UTILES NETAS Y PORCENTAJES NETOS
RECOMENDADOS POR ORGANISMOS ESPECIALIZADOS Y CONSULTORES

Concepto	Federal Power Commission de E.U.A.		Public Service Commission Wisconsin, E.U.A.	
	Vida útil (años)	Por ciento	Vida útil (años)	Por ciento
Estructuras y mejoras	45.25	2.21	52.08	1.92
Equipo y mobiliario de oficina	16.86	5.93	18.76	5.33
Equipo de transporte	9.53	10.49
Equipo de bodegas	17.09	5.85	20.92	4.78
Equipo de talleres	17.06	5.86	22.27	4.49
Equipo de laboratorio	15.97	6.26	17.76	5.63
Herramientas y equipo de trabajo	15.11	6.62	18.73	5.34
Equipo de comunicaciones	18.35	5.45	25.97	3.85
Equipo misceláneo	15.60	6.41	14.35	6.97
Otras propiedades tangibles	35.71	2.80	53.48	1.87
Promedio ponderado	18.98	5.27	29.15	3.43



2
1

2
1

