

La corrosión atmosférica en sistemas de transporte de energía eléctrica: modelo de vida útil y su remuneración en Colombia

Atmospheric corrosion revenue in Colombian transmission system

Juan David Molina ^{1,2*}, Fernando Villada², Noé Mesa²

¹Pontificia Universidad Católica de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica Univ. Católica de Chile. Av. Vicuña Mackenna 4860. Santiago, Chile.

²Grupo de Manejo Eficiente de la Energía – GIMEL. Universidad de Antioquia. Calle 67 N.º 53-108. Medellín, Colombia

(Recibido el 18 de abril de 2010. Aceptado el 25 de abril de 2011)

Resumen

En el presente trabajo se describe y evalúa el mecanismo regulatorio implementado en Colombia para la remuneración de la corrosión atmosférica sobre la infraestructura de transmisión de energía eléctrica. Se presenta un modelo matemático utilizado para la representación de la corrosión atmosférica y la degradación de los materiales, al igual que la influencia de la vida útil técnica sobre la vida útil regulatoria. Se concluye que para zonas clasificadas como agresivas, el incremento de su administración, operación y mantenimiento (AOM) es superior al que se reconoce por contaminación salina.

----- *Palabras clave:* Corrosión atmosférica, regulación, gastos AOM, transmisión de energía

Abstract

This paper describes and evaluates the regulatory mechanism implemented in Colombia for the compensation of atmospheric corrosion on the infrastructure of electric power transmission. Its present the mathematical model used for representation of atmospheric corrosion and degradation materials, plus the impact of the methodology, as well as the influence of the technical life to the regulatory life. It concluded that for areas classified as aggressive, the increase in AOM is higher than is recognized by salt contamination.

----- *Keywords:* Atmospheric corrosion, regulation, MOM costs, transmission system

* Autor de correspondencia: teléfono: + 56 + 2 + 354 58 98, fax: + 57 + 4 + 211 05 07, correo electrónico: jvmolina@uc.cl. (J. Molina)

Introducción

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica son un monopolio natural y como tal se implementan mecanismos para su regulación y remuneración. En Colombia, esta función es realizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual define la metodología de ingreso regulado con base en el costo de los activos de la infraestructura en función de la vida útil y la tasa de retorno. En Colombia existen alrededor de 14.073 km de Líneas de Transmisión (LT) que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional (STN). Un 83% pertenecen al nivel de tensión de 220/230 kV y un 17% a 500 kV a 2009 [1]. Las LT, al igual que las Subestaciones (SE) asociadas, presentan grandes cantidades de material metálico expuesto al efecto agresivo de la atmósfera. Por lo cual, la Corrosión Atmosférica (CA) es un aspecto importante a considerar en el sector eléctrico colombiano, más aún si se considera que más del 50% de las LT y SE han sido instaladas en Colombia antes de 1994 y 1998, respectivamente. El impacto de la CA se ha estudiado por más de dos décadas en el sector eléctrico y se han realizado estudios acerca de la CA en conductores, aisladores y herrajes de LT, tanto de sistemas AC como DC. Además, estudios para determinar la vida remanente de conductores, estructuras, transformadores, radiadores galvanizados y LT [2].

A nivel de Colombia, desde hace más de una década se han desarrollado proyectos en el área de la CA [3] y en particular para establecer su impacto en la infraestructura utilizada en el sector eléctrico [4]. En [5] se describe un mapa de corrosividad para una LT y se evaluó el comportamiento de los materiales de las atmósferas circundantes. En [5] se analizó la incidencia de la CA sobre el mantenimiento de las estructuras y las actividades para preservar su vida útil. En [6] se establecieron tres grados diferentes de CA, se definió la relación que existe entre la expectativa de vida de un elemento atacado por la corrosión y el tiempo de servicio, la condición actual y la velocidad de corrosión. Finalmente, en [7] se propone una metodología para el manejo integral de la corrosión en LT. Se

identifican 11 puntos de control de la corrosión y se establece un rango de 6 a 12 años de vida útil de los componentes de una LT, ubicada en zonas altamente agresivas. En este trabajo se presenta el impacto de la CA sobre el STN de Colombia y su incidencia sobre la remuneración de los activos denominados unidades constructivas (UC). Se describe el impacto de la CA en Colombia y su influencia en la vida útil de las estructuras mediante un modelo desarrollado para este efecto [8]. Se describe el marco regulatorio de la transmisión y la CA. Se presenta la remuneración por concepto de la Contaminación Salina (CS) y el valor de la CA como porcentaje del AOM. Finalmente, se presentan las conclusiones, agradecimientos y referencias bibliográficas.

Corrosión atmosférica en Colombia

El primer fenómeno que ocurre en los materiales para pasar a su estado natural es la corrosión. Ésta produce daños que se manifiestan con la pérdida de material, generando pérdidas económicas e inversiones para la reparación o remplazo de la infraestructura afectada por la CA. Se identifica que los principales aspectos de la CA sobre las estructuras de transmisión de energía eléctrica son los contaminantes atmosféricos, cloruros (Cl⁻) y sulfatos (dióxido de azufre - SO₂), y variables climáticas como la humedad relativa, la temperatura y el tiempo de humectación. Este último tiene una gran incidencia en el nivel de agresividad de la CA sobre los materiales utilizados en el sector eléctrico, principalmente en el acero, el aluminio, el cobre, el acero galvanizado (Cinc), el acero inoxidable, los acoples bimetálicos y las aleaciones de los materiales mencionados. A continuación, se clasifica la CA en Colombia y su incidencia en la vida útil de los materiales.

Clasificación de la CA

Dada la diversidad geográfica y el entorno tropical de Colombia, la CA presenta tasas representativas que afectan la vida útil de las estructuras. En el año 2008, un estudio desarrollado por la

Universidad de Antioquia evaluó la CA mediante la recolección de variables atmosféricas a nivel nacional, tales como: temperatura, humedad relativa, altitud, y tiempo de humectación; de lugares característicos, utilizando los sistemas de información geográfica de la Unidad de Planeación Minero Energética y la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Una vez recolectadas las muestras en cada uno de los puntos, se aplicaron métodos estadísticos de análisis de clúster, llegando a la caracterización de 6 grupos o familias de diferentes agresividades [8]. De cada una de las familias se eligieron 2 sitios de muestreo, para un total de 12 puntos representativos de las distintas agresividades que se presentan en el país. Adicionalmente, se eligieron 3 ciudades (Bogotá, Medellín, y Barranquilla), y se escogieron 3 puntos de muestreo en cada ciudad (residencial, comercial e industrial), para un total de 9 sitios urbanos de muestreo; con el fin de realizar una clasificación de las estaciones de medida (En) (según norma ISO 9223) y la caracterización de zonas para la definición de las tasas de corrosión, estableciendo los valores de pérdida de masa anual para los 21 puntos descritos. Esto permite determinar las funciones de pérdida de masa y tasas de corrosión de los materiales de estudio.

La tabla 1 muestra una clasificación de 4 zonas de corrosividad en función de las características atmosféricas, respecto a los cloruros (Cl^-) y sulfatos (SO_2). Se determinaron tres niveles de impacto, Bajo (B), Medio (M) y Alto (A). A su vez, se estableció la tasa de corrosión anual mínima y máxima para el acero (Fe) y el cinc (Zn) de cada una de las estaciones [2], [10].

Metodología

Modelo de vida útil por corrosión atmosférica

Para establecer la vida útil de las estructuras en función de la CA, es importante establecer su comportamiento en el largo plazo. El caso de estudio considera que la vida útil está definida

por la pérdida del grosor límite definido de una estructura. Por, tanto, la vida útil sería el grosor por el inverso de la tasa de corrosión. En la literatura, se han desarrollado modelos [2, 9 - 11] para establecer la vida útil técnica de los materiales en el largo plazo, éstos consideran que la tasa de corrosión, Tc , de un metal después de un tiempo, t , depende directamente de la tasa anual de corrosión atmosférica, Tc_1 , y de un factor α , que depende de los parámetros del metal y del clima; mediante la siguiente relación $Tc = Tc_1 t^\alpha$ [9]. En [11] establecen que valores de $\alpha < 0,5$ presentan productos de corrosión de característica pasiva (protección) y para valores mayores los productos de corrosión son poco adherentes y no protectores del material. En [9] establecen que los valores típicos de α están en un rango de 0,5 a 1,0. La mayoría de los valores son cercanos a la unidad y para el caso de 1,0 la tasa de corrosión presenta un comportamiento lineal. En el caso de Colombia, estudios llevados a cabo por la Universidad de Antioquia [10] establecieron las funciones de corrosión en el largo plazo para el acero y el cinc, en el cual, mediante datos experimentales, se establecieron los factores Tc_1 y α .

Tabla 1 Clasificación de zonas de corrosión [2], [10]

Zona	Características					
	Cl ⁻	SO ₂	µm/año			
			Fe		Zn	
			min	Max	min	Max
Rural (1)	B	B	4,1	25,9	0,8	1,4
Urbano (2)	M	M	3,0	26,9	0,5	1,2
Industrial (3)	B	A	25,2	63,9	1,3	1,5
Marino (4)	A	M-A	26,4	169,1	1,2	5,6

Adicionalmente, es importante considerar que estos materiales no sólo están sometidos a contaminación atmosférica, sino también variables como el viento y esfuerzo mecánicos que afectan la vida útil de la infraestructura, por tanto, es relevante considerar factores de

seguridad y escenarios críticos. Con base en lo anterior, para establecer el escenario crítico se utilizaron tasas lineales y factores por altura; éstos últimos dependen del tipo de ambiente, donde las zonas menos críticas son rurales y urbanas, seguidas por las zonas industriales y con factores mucho mayores para ambientes salinos [10]. Luego, para establecer la vida útil de las estructuras de una LT se establecieron los grosores de las estructuras de acero galvanizado. Éste, comúnmente, tiene un rango entre 4,762 y 12,7 milímetros, y una capa base de galvanizado de 85 micrómetros de cinc [2].

Debido a que el impacto de la CA varía en función de la geografía, se asumió que la vida útil promedio de la estructura está determinada por

$$\text{la distribución Weibull, } f(t) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} t^{\beta-1} e^{-(t/\alpha)^\beta},$$

con un factor de forma $\beta = 2$, un factor de escala α y una muestra aleatoria de 10.000 valores [2].

El factor de escala es la vida característica y depende de la tasa promedio de corrosión (ver tabla 1). Por lo cual, la vida útil estimada se obtiene mediante la ecuación (1).

$$\text{Vida útil estimada} = \frac{\text{Grosor (Falla funcional)}}{\text{Tasa de Corrosión}} \quad (1)$$

La falla funcional dependerá del grosor del metal, que, para estructuras galvanizadas, es función de la capa de cinc. La vida útil de la estructura dependerá de las actividades de mantenimiento que se realicen sobre esta. Por tanto, al no realizar ninguna actividad de mantenimiento la vida útil equivaldrá a la tasa de mantenimiento correctivo. Para el desarrollo del modelo se seleccionó la técnica de cadenas de Markov [12]. Ahora, considerando el efecto atmosférico, la estrategia de mantenimiento es con base en la condición o estado de degradación de la estructura. Específicamente, el modelo de mantenimiento basado en condición, aplica procesos de decisión de Markov para identificar las actividades de mantenimiento y su programación. Para establecer la frecuencia óptima de mantenimiento se implementó el modelo propuesto por Amari

y McLaughlin [13]. Se utiliza la técnica de Chapman-Kolmogorov [13,14] para establecer una solución analítica a las cadenas de Markov. Se asume que el tiempo de inspección y de reemplazo es muy pequeño comparado con el tiempo total del sistema o componente. Para el caso del tiempo medio entre mantenimientos, se establece la probabilidad del estado de falla y el estado de mantenimiento. En la figura 1 se presenta el modelo genérico, implementado en Matlab®, de estados y la duración entre estados, la duración de una inspección, la duración de un mantenimiento correctivo y preventivo. En el cual, la tasa de inspección óptima λ_{in} (tiempo medio entre inspecciones), se calculó mediante el método de bisección, estableciendo la tasa que maximiza la disponibilidad A de la estructura.

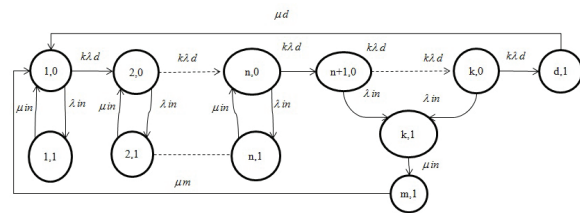


Figura 1 Diagrama de estados [13]

Para el caso del tiempo medio entre mantenimientos correctivos y preventivos, se establece la probabilidad de encontrarse en el estado de falla (d,1) y la probabilidad de encontrarse en el estado de mantenimiento (m,1). Donde $1/\mu_d$ y $1/\mu_m$ corresponden a la duración promedio del mantenimiento correctivo y el mantenimiento preventivo, respectivamente. En este caso, se asumen 4 estados, el inicial, dos estados de degradación y el estado de falla.

Las funciones de tiempo medio entre las actividades consideradas están dadas bajo las siguientes expresiones: tiempo medio entre inspecciones $MTBI = \frac{1}{A \lambda_{in}}$, tiempo medio entre mantenimientos correctivo $MTBCM = \frac{1}{P(d,1) \mu_d}$ y tiempo medio entre mantenimiento preventivo

$$MTBPM = \frac{1}{P(m,1)\mu_m}$$

Con base en el modelo descrito anteriormente, se identifica la vida útil de cada material para cada zona y su comportamiento para varias estrategias de recubrimiento, es decir, en el caso del acero galvanizado el comportamiento de la vida útil en función de la capa de cinc (para diferentes grosores) o el caso de otro tipo de recubrimiento; dichas estrategias se comparan con la vida regulatoria, la cual es definida por la CREG. Es importante destacar que los esfuerzos mecánicos influyen directamente sobre la vida funcional de la estructura o componente de las LT (aumento de cargas transversales, longitudinales y/o oscilación de los componentes). En la figura 2 se muestra la vida útil característica probabilística por zona. En este proceso, se obtuvieron los siguientes valores promedio: 54, 20, 86 y 104 años; en las zonas Z1, Z2, Z3 y Z4; respectivamente.

Marco regulatorio de la CA

En las empresas de transmisión, definidas como monopolio regulado, los análisis económicos del impacto de la corrosión buscan evaluar la factibilidad económica de invertir en alternativas de mitigación y control de la corrosión y el valor reconocido en la regulación (supuestos de inversión, estimación de vida útil, tiempo promedio de reparaciones, costo de mantenimiento y el efecto de la falla sobre la operación del sistema). Un estudio adelantado por la EPRI [15] estableció que el costo por corrosión equivale al 7,9% (\$17,3 billones anuales) del costo total de la energía. De los cuales \$16,2 billones de dólares anuales corresponden a las empresas de energía y \$1,1 billones de dólares anuales para empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica [16]. Adicionalmente, un estudio realizado en Japón [17] estableció que el costo de la corrosión es de 4,2% del total del costo del sistema de transmisión. En Colombia, la regulación considera el impacto de la CA sobre los costos de las empresas de transmisión y lo reconoce como

un porcentaje adicional de los gastos AOM (zonas de alto impacto corrosivo). A continuación, se describe la metodología de remuneración de la transmisión y la metodología de reconocimiento de la CA del periodo regulatorio 1994-2008 y 2009-2013.

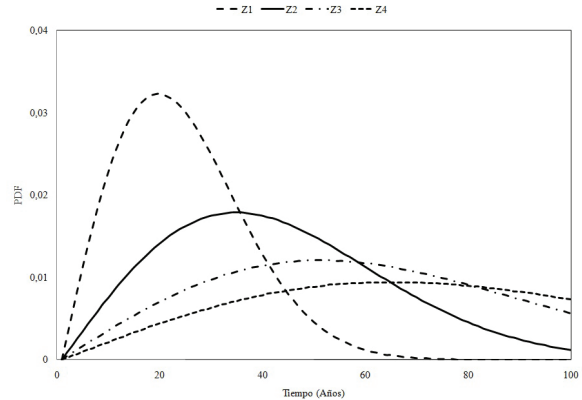


Figura 2 Función distribución de probabilidad para la vida útil

Remuneración de la transmisión

En general, en los diferentes países predomina la metodología de ingreso regulado para la remuneración de la transmisión [18]. El ingreso se obtiene con base en el valor de reposición a nuevo, denominado Costo de Reposición del Equipo (CRE) y una determinada tasa de retorno. A cada transportador se le reconoce la inversión realizada en activos (equipos) y los gastos en que se incurre por AOM en el STN de Colombia. Se entiende que el ingreso anual esperado cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el transportador en desarrollo de su actividad y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente definida para las UC. La CREG, como ente regulador, considera dos tipos de remuneraciones para la infraestructura. La primera, para la expansión de la red, conocida como UPME, mediante un proceso licitatorio en donde el valor a reconocer se define con la oferta de menor valor presente neto y la segunda, se refiere a la infraestructura regulada, siendo ésta de uso o de conexión.

Recientemente, la CREG mediante la Res. 011/2009 actualizó la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración del STN [19], en ésta se definieron los CRE a 2008, la vida útil de los activos, (LT 40 años y SE 30 años), horas máximas de indisponibilidad, el porcentaje de AOM (%AOM) mediante el reporte anual de los gastos AOM de cada transportador y una tasa de retorno del 11,50% (Res. 83/2008 [19]).

Regulación de la CA, 1994-2008

De acuerdo con las diversas resoluciones emitidas por la CREG respecto al fenómeno de la CA, se establece en primera instancia que el alcance de dicho fenómeno se atribuye a la Contaminación Salina (CS). Es así como a partir de la Res 004/1994 se establece un porcentaje de 1,5% adicional al 2% del AOM reconocido. En 1995, mediante la expedición del Código de Redes, Res. 025/1995, se definieron las consideraciones técnicas para los activos del STN, en particular los requerimientos mínimos para la conexión y características de los conductores de fase, cables de guarda, cadenas de aisladores y herrajes en zonas de CS. En 1997, mediante la Res. 75/1997, se disminuyó el porcentaje a 0,5%, pero según esta resolución, se da la opción de presentar estudios detallados y sustentados, que conlleven al cambio de dichas tasas de remuneración, mediante el plan único de cuentas adoptado por la CREG, para ser evaluados y considerados en los siguientes períodos regulatorios. A su vez, mediante las Res. 218/1997, 51/1998 y 004/1999; se establecieron porcentajes AOM del 3% para el año 2000, 2,75% para el año 2001 y del 2,5% para el año 2002 en adelante. Para cualquier año se consideraba un porcentaje adicional por salinidad del 0,5%. Por último, en la Res. 103/2000 se estableció un porcentaje adicional de AOM por actividades de lavado de las LT. Este porcentaje se establecería como el cociente entre las torres de la línea, sobre las cuales se efectúa mantenimiento de lavado, y el número total de torres de la línea multiplicado por 0,5%. A su vez, establece que para acreditar nuevas UC a la base de datos de activos con CS, éstas deben estar clasificadas en el Nivel de

Contaminación “IV Muy Alto”, de conformidad con la Guía Técnica Colombiana GTC-56. La acreditación debe ser sustentada ante el Liquidador y Administrador de Cuentas del mercado eléctrico colombiano, para su actualización y remuneración. En cuanto al impacto de la CS en función de la distancia al mar, en las Res. 074/2005 y 075/2005 se estudió cual era la distancia máxima sobre la cual existe una agresividad representativa de la CS. En dicha resolución se determinó que existen en el STN UC con reconocimiento por concepto de CS en una franja cercana a los 100 km, pero estableció que la franja para el reconocimiento no debería superar los 30 km [19].

Desde el punto de vista de los materiales, la Res. 098/2000 definió que éstos deberán garantizar su operación segura durante toda la vida útil de la LT. Además, con base en las normas técnicas vigentes y los requerimientos propios del proyecto, se deben presentar las especificaciones técnicas utilizadas para la adquisición de materiales, es decir, se deben garantizar los requisitos mecánicos apropiados para su utilización, además, presentar una resistencia elevada a la corrosión; en el caso de no presentarla por sí mismos, estos materiales deben recibir los tratamientos protectores para tal fin. Adicionalmente, en su diseño constructivo siempre se debe tener en cuenta la accesibilidad a todas sus partes, de modo que pueda ser realizada fácilmente la inspección y conservación de la misma [20].

Regulación de la CA, 2009-2013

El nuevo periodo regulatorio se definió mediante la Res. 011/2009 [19]. Ésta trajo consigo un cambio conceptual sobre el reconocimiento de la corrosión atmosférica o CS. En primer lugar, no se considera el concepto de CS de manera explícita como en periodos anteriores, ni se hace diferenciación respecto a la ubicación geográfica de los activos del STN. Esencialmente, se ajusta de manera importante la vida útil regulatoria de los activos, por ejemplo en las LT se pasó de 25 a 40 años en la vida útil. De igual forma, con la valoración de los activos (CRE) a 2008, no se incorporó

sobrecostos para aquellas UC que se encuentran ubicadas en ambientes agresivos. En cuanto a la valoración, comúnmente se ha realizado ésta de forma diferenciada, en función de la altura sobre el nivel mar, pero ésta corresponde principalmente a temas relacionados con el aislamiento. Con la última reforma, un cambio sustancial sobre la actual metodología, se realizó sobre el cálculo del AOM gastado y la definición del porcentaje de AOM a reconocer ($PAOMR_{j,a}$). En la práctica, por medio de la información del plan único de cuentas reportado al Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI) [21], se podrán reportar los gastos de los diferentes activos. Esto significa que las UC ubicadas en zonas agresivas, podrán recuperar el sobrecosto a través del reporte de gastos. En este aspecto, es importante el monitoreo por parte del regulador para evitar sobreinversiones. En ese sentido, se definieron límites, tales como; no sobrepasar el límite superior del porcentaje AOM de referencia más 0,4% ($PAOM_{j,ref} + 0,4\%$) aprobado para cada transportador. Lo anterior se considera un avance en la regulación, puesto que no sólo se aplica para ambientes salinos, sino también es aplicable en ambientes industriales o con características especiales.

Resultados y discusión

Remuneración de la CA

Según los datos históricos de las LT instaladas en Colombia, existen líneas en operación desde 1955, como lo reporta Empresas Públicas de Medellín E.S.P, y en el caso de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. con LT con más de 35 años; lo anterior muestra que la vida útil de una LT, con un mantenimiento apropiado, puede llegar a los 50 años. Sin embargo, es importante destacar que el costo asociado al mantenimiento, en particular a la CA, no necesariamente es equivalente al porcentaje de AOM reconocido por la CS en la regulación y se presentan casos en el que el historial de mantenimiento equivale a la renovación total de la estructura. A continuación, se identifican los activos del STN reconocidos bajo el concepto de CS, la evolución de su valor

según el mecanismo regulatorio definido por la CREG y se establece el impacto sobre el AOM por CA en función de la vida útil de las UC.

Valor de la Contaminación Salina en el STN

Para determinar el valor asociado al concepto de CS de los activos del STN se procesaron los datos de facturación reportados por el Liquidador y Administrador de Cuentas del mercado eléctrico colombiano [1]. La facturación describe el ingreso regulado mensual por UC y empresa. Para cada una de las UC se determinó la Anualidad del CRE (ACRE), la anualidad del AOM (AAOM) y el AOM. Una vez realizado éste análisis, y para determinar el CRE, se aplicó la ecuación (2) de anualidad:

$$CRE = \frac{ACRE}{t_d} \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+t_d)^n} \right] \quad (2)$$

Para establecer la evolución histórica del Valor por Contaminación Salina (VCS), se utilizó la ecuación (3). En ésta se asume una tasa de descuento t_d igual a 9%, una vida útil de 25 años y un 2,5% como porcentaje de AOM regulado ($\%AOM_{Reg}$). Para los meses de marzo, abril y mayo de 2009 se asumen los mismos valores, dado que, a la fecha, no se publicaron los porcentajes de AOM del STN y aún no está en vigencia la nueva t_d .

$$VCS = \frac{(\%AOM - \%AOM_{Reg})}{\%AOM} \quad (3)$$

$$AOM; \text{ con } \%AOM = \frac{AAOM}{CRE}$$

En la figura 3 se describe la evolución del VCS para los meses de enero de 2006 a mayo de 2009. Específicamente, para el mes de mayo de 2009 el VCS fue de \$ 383,55 Millones COP (832,47 UC de LT y 143 UC de SE) y el valor anual VCS de 2008 fue de \$ 4.834,18 Millones COP. En promedio, el VCS equivale a un 0,4% del total del ingreso mensual regulado del STN.

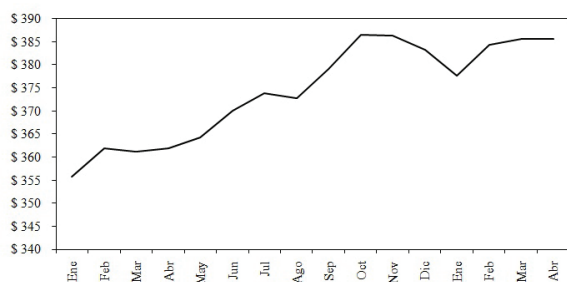


Figura 3 VCS del STN

Los valores VCS por UC permiten realizar evaluaciones económicas en función de los ingresos regulados y gastos por CS. De esta manera pueden identificarse estrategias, inspecciones o mantenimientos, en función del grado de agresividad de la atmosfera, la vida útil técnica y regulatoria y el riesgo asociado por disponibilidad del activo.

Valor AOM por la CA

Considerando el impacto que tiene la CA sobre los activos, se puede establecer la valoración económica en función de la vida útil técnica. A su vez, debido a las actividades que se realicen para mitigar la CA, se puede determinar el valor del AOM que permita cumplir con la vida útil regulatoria. Para establecer dicha valoración, se realiza una comparación económica (valor presente) entre el CRE reconocido por la CREG, sin tener en cuenta el costo por la CA y considerándolo. Por ejemplo, se considera una UC de la zona 4, con alternativas de mitigación como el extragalvanizado y/o la pintura y las características descritas, se obtiene lo mostrado en la figura 4.

A partir de los resultados del modelo de vida útil desarrollado; se pueden analizar los siguientes escenarios: el primer escenario establece una vida útil promedio de 20 años (C1), el segundo considera un extragalvanizado con una vida útil de 32 años (C2), el tercero considera un extragalvanizado con pintura periódica cada 5 años con una vida útil de 40 años (C3) y un último escenario considera una nueva UC reconocida por la CREG; el CRE de esta UC incluye los costos de extragalvanizado y pintura inicial para obtener una vida útil de 40 años (C4),

y la diferencia del AOM respecto al CRE inicial. En la tabla 2 se describe el valor del AOM como porcentaje sobre el CRE de cada caso y para dos tipos de tasas de descuento. Las valoraciones no incluyen actividades de mantenimiento sobre los conductores y el método de cálculo es válido para cualquier zona y de ahí la importancia de establecer la vida útil de las UC.

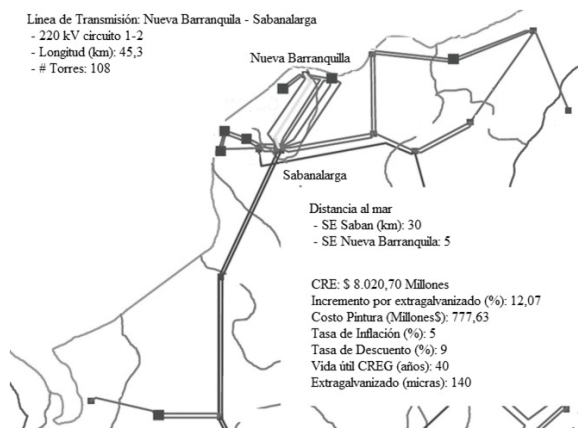


Figura 4 LT Nueva Barranquilla - Sabanalarga

Tabla 2 Incremento del AOM (%)

Caso	C1	C2	C3	C4
AOM (t _d 9,0%)	4,40	1,77	3,38	0,45
AOM (t _d 11,5%)	3,50	1,06	3,98	0,23

Considerando que el valor actual del AOM reconocido de la LT es de 2,8% por circuito, lo que significa un 0,3% aproximado de reconocimiento por CS, se establece que la mejor estrategia es implementar un extragalvanizado inicial. Se evidencia que aún así es mayor a la reconocida por la CREG. Además, se observa que las actividades de pintura incrementan el AOM, siendo mayor cuando se considera una mayor tasa de descuento. Un caso interesante es el C4, el cual establece los beneficios de considerar UC apropiadas para cada atmósfera y con esto un CRE diferente.

Conclusiones

El incremento en los costos AOM por efecto de CA no sólo está relacionado con el grado

de agresividad ambiental, sino también con la estrategia de mantenimiento aplicada. En cada caso se debe hacer el análisis económico para seleccionar la situación más conveniente.

Con base en el modelo desarrollado para la valoración de la CA en el STN, se realizó una valoración económica del impacto que tiene este fenómeno en el STN, con ello se hizo una discriminación económica de los valores que pueden y tienen un impacto directo en el costo de la transmisión por UC. Además de este resultado, se valoró el impacto de la CA sobre los costos AOM. Se identificó el sobre costo en el que se incurre para llevar un activo a su vida útil regulatoria, demostrando que éste es superior al reconocido por la CREG para la zona 4.

Agradecimientos

Los autores agradecen su apoyo al Grupo de Corrosión y Protección, al Grupo de Manejo Eficiente de la Energía -GIMEL- pertenecientes a la Universidad de Antioquia, a COLCIENCIAS, la CREG y a las empresas donde se instalaron los equipos de evaluación de la corrosión atmosférica. Los autores también agradecen a la Pontificia Universidad Católica de Chile - Programa de Becas MECESUP (2) y a la Universidad de Antioquia por el apoyo financiero recibido a través del proyecto sostenibilidad 2009 - 2010.

Referencias

1. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. <http://www.xm.com.co/>. Consultada el 24 de septiembre de 2009.
2. J. D. Molina. *Impacto de la Corrosión Atmosférica sobre la Infraestructura de Líneas de Transmisión en Colombia*. Facultad de Ingeniería. Tesis de Maestría: Universidad de Antioquia. Medellín (Colombia). 2008. pp. 52-127.
3. J. C. Minotas, C. E. Arroyave, A. Valencia, R. Pérez. "Avances en los Estudios de Corrosión Atmosférica en Colombia." *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*. N.º 8. 1996. pp. 11. pp. 32-42.
4. J. Maya. "Recuperación de Herrajes y Aisladores Afectados por la Corrosión en Líneas de Alta Tensión". *IV Jornadas Latinoamericanas y Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico*. ALTAE. Vol. 1. Medellín, (Colombia). 1999. pp. 1-6.
5. Corporación para la Investigación de la Corrosión (CIC). *Concepto Técnico sobre el Efecto de la Salinidad en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica: Cables, Postes y Aisladores*. Informe Técnico (OS 120-20040037), CREG E-2004-003861. Bucaramanga (Colombia). 2000. pp. 1-19.
6. J. Maya. "Evaluación y Control de la Corrosión en Componentes de Torres de Líneas de Transmisión de Energía". *VII Congreso Latinoamericano y IV Iberoamericano en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico*. ALTAE. Panamá. Vol. 1. 2005. pp. 1-6.
7. J. Maya. "Metodología para el Manejo Integral de la Corrosión en Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica." *III Congreso CIER de la Energía CONCIER, Abastecimiento Energético Regional -Retos y Perspectivas-*. CIER. Medellín (Colombia). Vol. 1. 2007. pp.1-7.
8. E. Correa, C. Botero, J. Restrepo, A. Delgado, C. Castaño, F. Echeverría. "Corrosión del acero al carbono, acero galvanizado y aluminio en diferentes atmósferas colombianas." *Revista Scientia et Technica*. N.º 36. 2007. pp. 7-12.
9. <http://www.knobel.com/web/portal>. *Corrosion: Fundamentals, Testing, and Protection*. Vol. 13a. 2003. pp. 196-209. Consultada el 29 de septiembre de 2009.
10. Grupo de Corrosión y Protección y Grupo de Investigación en el Manejo Eficiente de la Energía Eléctrica. Universidad de Antioquia. *Impacto de la corrosividad atmosférica sobre la infraestructura del SEC y sobre los costos AOM Proyecto de investigación*. Informe Final. Proyecto de Investigación COLCIENCIAS-CREG. Cod. 1115-06-17398. 2007. pp. 262-309.
11. P. R. Roberge. *Handbook of Corrosion Engineering*. Ed. McGraw-Hill. New York. 2000. pp. 55-85.
12. IEC 61165. *Application of Markov techniques*. 2ª. ed. Ed. International Electrotechnical Commission. Geneva (Switzerland). 2006. pp. 1-76.
13. S. Amari, L. McLaughlin. "Optimal Desing of a Condition-Based Maintenance Model, Reliability and Maintainability" *Annual Symposium-RAMS IEEE*. Los Angeles. California (USA). 2004. pp. 528-533.
14. I. P. Siqueira. "Optimum Reliability-Centered Maintenance Task Frequencies for System Equipments." *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS IEEE*. Ames (Iowa). 2004. pp. 162-167.

15. Electric Power Research Institute (EPRI). *Cost of Corrosion in the Electric Power Industry*. EPRI TR-1004662. Final report. Palo Alto (CA), October 2001. pp. 75-88.
16. K. Myer. *Handbook of Environmental Degradation of Materials*. (pp: 3-24). William Andrew Publishing. Versión disponible en Internet en: http://www.knovel.com/web/portal/browse/display?_EXT_KNOVEL_DISPLAY_bookid=1253&VerticalID=0 2005. Consultada el 29 de septiembre de 2009.
17. Committee on Cost of Corrosion in Japan. "Survey of Corrosion Cost in Japan". http://www.nims.go.jp/corrosion/corrosion_cost.pdf. Consultada el 24 de septiembre de 2009.
18. J. D. Molina, H. Rudnick. "Transmission of Electric Energy: a Bibliographic Review." *Latin America Transactions. IEEE - Revista IEEE America Latina*. Vol. 8. 2010. pp. 245-258.
19. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php. Consultada el 24 de Septiembre de 2009.
20. MME. *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. Res. 18 1294, RETIE. Ed. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá. 2008. pp. 171-178.
21. Sistema Único de Información de Servicios Públicos. www.sui.gov.co. Consultada el 24 de septiembre de 2009.