

Respuesta a comentarios

CONTRATO 2014-099
KERAUNOS SAS

Prestación de servicios de apoyo técnico en los temas relacionados con el estudio de “*Identificación y análisis de los niveles de calidad del servicio alcanzables en las redes de distribución de energía eléctrica del SIN*” con el fin de resolver los comentarios recibidos por la CREG con ocasión de la circular 036 de 2014

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Bogotá, 15 de Octubre de 2014

Tabla de contenido

1	INTRODUCCIÓN	4
2	CODENSA	4
3	GRUPO EPM	17
3.1	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN - EPM	23
3.2	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS – CHEC	25
3.3	EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO - EDEQ	26
3.4	EMPRESA DE ENERGÍA DE SANTANDER - ESSA.	26
3.5	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER - CENS	27
4	ELECTRICARIBE	29
5	EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA – EEC	34
6	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA	40
7	DISPAC	41
8	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE - CEO	42
9	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA	47
10	ASOCODIS	50
11	REFERENCIAS	61

1 INTRODUCCIÓN

El equipo de expertos y profesionales de apoyo empleado por Keraunos para realizar el presente estudio agradece los comentarios e inquietudes expresadas por los operadores de red y otras entidades relacionadas con el objeto del proyecto. Los numerales siguientes dan respuesta a los comentarios específicos realizados por cada uno de ellos. Los comentarios fueron transcritos literalmente de los comunicados enviados y las respuestas fueron colocadas después de cada comentario específico.

2 CODENSA

Circuitos Representativos

A partir del análisis de la metodología y resultados para establecer los circuitos representativos de los OR, a continuación se destacan varios elementos que deberían ser considerados para lograr la representatividad de los resultados obtenidos para cada Operador de Red.

- El método utilizado para obtener los circuitos típicos fue el del K-Medias el cual es un algoritmo multivariable que hace que los grupos resultantes sean homogéneos en su interior y heterogéneos entre sí. Sin embargo, la definición de los grupos de entrada al algoritmo debe ser definida *a priori* a partir de criterio experto. El criterio empleado define solo 3 grupos por nivel de tensión con una base argumentativa muy reducida (al menos lo que refleja el informe) que resulta cuestionable porque emplea el mismo criterio para todos los operadores de red sin tomar en cuenta su tamaño en energía distribuida, cantidad de municipios atendidos, el número de circuitos que opera, entre otros.

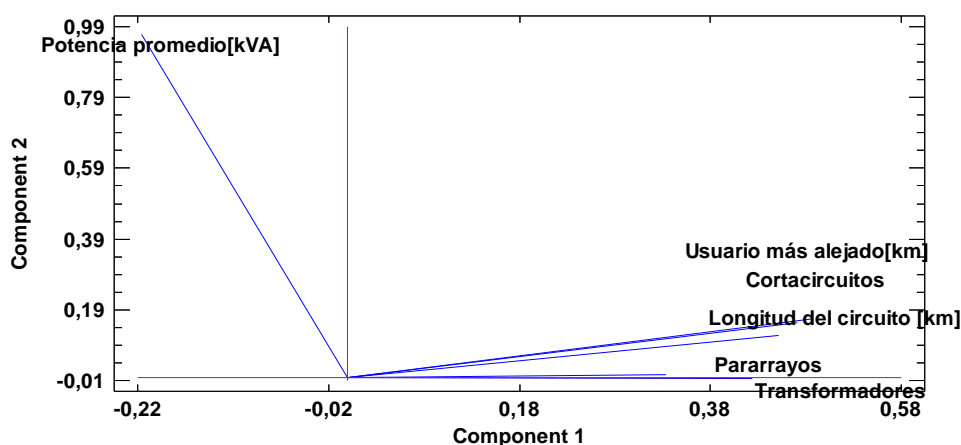
R/. Debe tenerse en cuenta que la selección de un conjunto de circuitos de los diferentes OR y niveles de tensión buscaba hacer una representación del amplio espectro de circuitos del país para la construcción de un modelo general de indicadores de calidad alcanzables.

Para la determinación del número de conglomerados se inició con tres conglomerados por OR y nivel de tensión y se determinó a juicio de los expertos si los centroides representaban las características físicas de los circuitos correspondientes. Posteriormente se aumentó el número de conglomerados para determinar si estadísticamente era justificable este aumento, en caso de serlo los expertos determinaron si los nuevos centroides aportaban mayor información desde el punto de vista físico, llegando así a la determinación final del número de conglomerados por OR y nivel de tensión.

- Las variables para seleccionar los circuitos representativos fueron longitud y potencia promedio por transformador. En el estudio se indica que las variables a utilizar deben impactar directamente por si solas la calidad del servicio, por ende en el informe expresa que a partir de simulaciones se probaron agrupamientos con diversas variables y concluye que solo basta utilizar dos de ellas (Longitud del circuito como Potencia promedio por transformador). De una parte, la potencia promedio de los transformadores de un circuito no evidencia un atributo crítico para la calidad del servicio y no se indica base teórica que ratifique ese supuesto. Por lo anterior, se solicita hacer pública la memoria de análisis así como la justificación con mayor soporte técnico que permite validar el uso exclusivo de la longitud y potencia promedio por transformador.

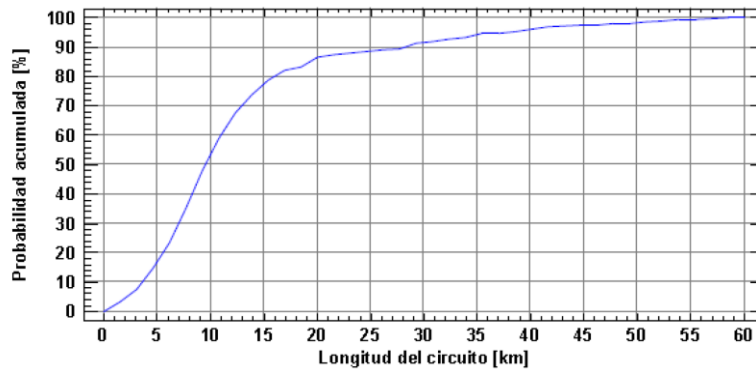
RV. Inicialmente con base en juicio de expertos se determinó un conjunto de variables con las cuales se debería construir los conglomerados, dado su poder de discriminación. Se seleccionaron entonces las siguientes variables: cantidad de cortacircuitos, número de transformadores, longitud del circuito, número de pararrayos y distancia al usuario más alejado; dentro del análisis se llegó a la conclusión que se podía derivar una variable adicional como era la potencia promedio por transformador. Con un análisis preliminar, usando el método de las componentes principales, se determinó que las variables longitud del circuito y potencia promedio expresaban características diferentes que permitía la construcción de los conglomerados. A manera de ejemplo se muestra en el gráfico siguiente la estructura de asociación de las variables consideradas para el OR CODENSA.

Componentes principales de las variables consideradas



Una vez seleccionadas estas dos variables se verificó su poder de discriminación y se realizaron gráficos que permitieron ilustrar la conformación de los conglomerados tal como aparece en el informe final para cada OR.

- Dados los anteriores comentarios, los tres conglomerados definidos para CODENSA no tienen representatividad estadística para análisis de calidad del servicio. En el gráfico siguiente se observa el caso de los circuitos de nivel 2 del conglomerado 1, para los cuales el coeficiente de variación es de 83% cuando estadísticamente lo deseable es que sea en torno al 20%; considerando los restantes estadísticos dada esta agrupación de circuitos tan diversos (desde 0.02 hasta 58.13 km) en la práctica es como si el aglomerado se definiera en torno a la longitud promedio de los circuitos lo cual puede ser utilizado para propósitos distintos a un análisis de calidad del servicio.

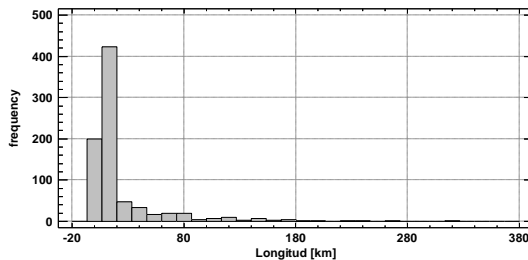


Resumen estadístico

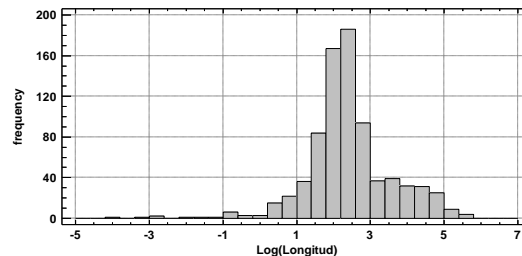
No. Circuitos	697
Promedio	12,5159
Desviación estándar	10,478
Coef. de variación	83,7172%
Mínimo	0,02
Máximo	58,13
Rango	58,11
Coef. estand. de simetría	21,9726
Coef. estand. de apuntamiento	23,2197

R/. Un coeficiente de variación alto no necesariamente indica que una muestra no tenga representatividad estadística, el coeficiente de variación es una medida que puede estar influenciada por la naturaleza de los datos. La alta variabilidad, en este caso, es inherente a la naturaleza de los datos; los cuales tienen una distribución muy asimétrica. Tal es el caso de datos provenientes de una distribución exponencial donde el coeficiente de variación es del 100%. Es posible hacer un análisis de agrupación en el que se obtengan coeficientes de variabilidad muy bajos, pero se obtiene un número de grupos muy alto (> 30 para algunos OR) (ver comentarios hechos por ASOCODIS) que resulta impráctico para el objeto del estudio. Si se observa en el ejemplo citado en el comentario, al aplicar el logaritmo a las variables (más ajustado a su naturaleza) la dispersión se reduce al 41% debido al cambio en la forma de la distribución como lo muestran los gráficos siguientes.

Histograma de la longitud de los circuitos



Histograma del logaritmo de longitud de los circuitos



- La calidad de servicio se encuentra relacionada con la topología de red tal y como los respectivos estudios y teorías de confiabilidad lo declaran, así que no es lo mismo tener un circuito sin equipos a otro que cuente con estos (por ejemplo reconectores). Conforme lo anterior, además de establecer mayor cantidad de grupos, se debió considerar el número de equipos instalados ya sean estos de protección o de corte y maniobra, ya que al finalizar el ejercicio un circuito de una zona (tal y como se evidencia del mismo estudio) no representará a los demás circuitos dentro de la misma zona dada la diversidad de equipos instalados en las redes de los ORs.

R/. En la fase de definición de conglomerados se involucraron los equipos instalados en la red; de estos, el único parámetro que se encontró que podía estudiarse como variable de discriminación fue el número de cortacircuitos; pero posteriormente las variables longitud y potencia promedio arrojaron una capacidad de discriminación mucho mayor. Lo descrito anteriormente puede verse también en el promedio de la cantidad de algunos elementos, como por ejemplo los reconectores, en donde se obtuvieron promedios en general menores a un (1) elemento por circuito; dado lo anterior esta variable no podía usarse como parámetro de discriminación. Por otro lado, es importante mencionar que el análisis a profundidad de los elementos de corte protección y maniobra hace parte de otro estudio que actualmente adelanta la CREG

para definir niveles de calidad reales, óptimos y exigibles. Dichos niveles no hacen parte del alcance del estudio en discusión. No obstante en las simulaciones de confiabilidad realizadas se incluyeron elementos de maniobra como seccionadores y seccionalizadores.

- Esto tiene consecuencias sobre las metas de calidad, pues si los modelos de la Comisión no consideran la topología de red claramente las metas asociadas no tendrán relación con los circuitos en operación en Colombia.

R/. Igual que en la respuesta anterior; este punto hace parte del alcance de un estudio actualmente en ejecución.

- Conforme lo anterior, por ejemplo no es clara la razón por la cual se selecciona el circuito LM12D como representativo del conglomerado 3, ya que este circuito tiene una longitud de 167 km cuando la longitud del conglomerado es de 108,6 kilómetros, según el informe de Keraunos.

R/. Los circuitos considerados como base son circuitos “cercaños” al centroide del grupo (que no es un circuito real); no obstante se acepta que en el informe no se incluyó la descripción exacta del criterio para considerar un circuito como “cercaño”. Los circuitos representativos son “cercaños” tanto a los centroides de los grupos derivados de variables eléctricas y físicas, pero también, a los centroides de las variables de externalidades y por tanto no necesariamente coinciden los valores precisos del valor de las variables del centroide. Se debe tener en cuenta que las estaciones meteorológicas apenas cubren el 35% del área total de los municipios del SIN (municipios del SIN: 573.700 km², cobertura de estaciones meteorológicas: 198.600 km² (considerando radios de 20 y 30 km)). En el caso del circuito LM12D, éste tiene cerca la estación meteorológica de Yacopí, que es cercana al centroide de externalidades, una de las pocas con información en la región del norte de Cundinamarca.

- Precisamente por la gran cantidad de externalidades indicadas en otros apartes del estudio, no es pertinente simplificar la muestra de un grupo importante de circuitos a un solo circuito por conglomerado. Es decir, los 3 circuitos indicados en el Estudio para Codensa no representan el comportamiento de cerca de 900 circuitos totales de Codensa.

R/. En este punto nos permitimos aclarar que, si bien, la agrupación se observó inicialmente por operador de red, el objeto de la agrupación no es dar una mirada a nivel de operador de red, sino una mirada a nivel de país y externalidades (5079 circuitos vs 431 estaciones meteorológicas en 13 regiones naturales). De igual forma se observa que el resultado no son puntos que representan grupos específicos de un operador de red, sino puntos que permitieron construir un modelo para relacionar las variables físicas y eléctricas con externalidades y finalmente con confiabilidad.

Grupos de Calidad

En el estudio se revisan alternativas para generar Grupos de Calidad a partir del Nivel de Ruralidad (basado en criterios de distancia y tamaño de la aglomeración) y del Nivel de Riesgo asociado al entorno en que se encuentran los circuitos (en general usuarios) dependiendo de la zona geográfica y de externalidades de la región (Nivel Cerámico, Precipitación Diaria, Elevación, Densidad de Descargas a Tierra, Promedio de Días de Lluvia y Salinidad).

Teniendo en cuenta los valores para calcular el nivel de riesgo e índice de ruralidad de cada circuito en el ANEXO C de la circular CREG 036 de 2014, se verificó:

- De los 940 circuitos enviados por CODENSA en la circular CREG 035 de 2014 solo aparecen 797 circuitos con valores para poder distribuirlos en los respectivos grupos de calidad. Se solicita a la Comisión replantear sus análisis considerando toda la información.

R/. En el informe se presenta la agrupación de 898 circuitos de CODENSA (800 de nivel de tensión 2, 36 de nivel de tensión 3 y 62 catalogados como industriales); en los restantes 42 circuitos no había información sobre transformadores, carga o potencias para calcular la potencia promedio por transformador. De otro lado, como se observa en la Figura 6-5 del informe final, las estaciones meteorológicas del IDEAM no cubren la totalidad de municipios del país y por tanto hay grandes áreas en las que no hay información de todas la externalidades; un ejemplo es la región intermedia entre las ciudades de Bogotá y Villavicencio, hay estaciones meteorológicas en ambas ciudades, pero no en la región intermedia entre ellas y a ésta región no se le pueden atribuir las medidas realizadas en ninguna de las dos ciudades.

- A partir de la información del ANEXO C se encuentra que los circuitos se concentran principalmente en 3 de los 9 grupos posibles así: 675 circuitos (85%) quedan asignados al Índice de Ruralidad 1 y Riesgo Bajo, 68 circuitos (9%) con IR 2-3 y Nivel de Riesgo Bajo así como 45 circuitos (6%) con IR 1 y Riesgo Medio, y los 9 circuitos restantes se ubican en 4 grupos adicionales. En conclusión el 90% de estos circuitos se ubican en un grupo de calidad netamente urbano, el 10% en zonas con algún grado de ruralidad, mientras que para 143 circuitos el consultor no efectuó la clasificación.

R/. El IR es un parámetro no elaborado en el presente estudio, sino tomado de la referencia más actual y pertinente al respecto (PNUD 2011). No obstante para este comentario contextualizamos las cifras de la siguiente forma: los circuitos en ciudades como Bogotá y municipios con población alta como por ejemplo Zipaquirá o Fusagasugá corresponden con IR 1, poblaciones como Anapoima o La Mesa, son de IR 1 pero muy cercanos al límite de IR 2; poblaciones como San Cayetano se ubican en IR 3 y los municipios de la Región de Rio Negro como Yacopí, La Palma o Topaipí, que están entre los que tienen mayores dificultades de acceso, tienen IR 4. Es decir, el IR si refleja en forma general la realidad de los diferentes municipios. De otro lado, el Índice de Riesgo tiene una muy marcada diferencia entre las regiones de Altiplano Cundiboyacense (bajo) y la Montaña Centro (riesgo medio y alto), de allí la clasificación de los circuitos.

- Se solicita al consultor revisar los análisis de ruralidad y/o adaptar la metodología empleada, ya que de acuerdo con la zonificación de CODENSA muchos circuitos operados por la compañía en áreas rurales quedan reclasificados a partir de esta metodología en zona urbana en su totalidad o en su gran mayoría. Estos son los casos de las Zonas Gualivá, Tequendama y Sumapaz en que el 100%, 100% y 80% respectivamente de los circuitos analizados se clasificaron con IR 1- urbano, cuando las zonas servidas son meramente rurales.

R/. El estudio tuvo como base el uso de información unificada y oficial; en el caso específico del índice de ruralidad, la referencia usada contiene la información más completa y consolidada que existe actualmente en la bibliografía consultada, según la cual este IR fue usado por investigadores de la Universidad Nacional de Colombia para un estudio de las Naciones Unidas PNUD. Con lo anterior no queremos decir que no haya razón en que la “ruralidad” tiene una complejidad mayor a la medida por el índice de ruralidad, pero el índice proporciona una aproximación metodológica más aterrizada que la tenida en cuenta hasta el momento en la regulación, en donde únicamente se considera la cantidad de habitantes. La información del IR que existe tiene como unidad de cálculo el municipio y es la unidad menor posible que se puede usar para realizar las comparaciones. Entre otros aspectos, el IR busca eliminar la dicotomía urbano-rural.

- La clasificación en 13 zonas distribuidas por condiciones de externalidades similares puede generar dificultades al pretender unificar circuitos de distribución de energía con diferentes características constructivas en municipios tan diferentes de los departamentos de Boyacá, Tolima, Huila, Meta, Caldas, Quindío, Risaralda, Valle del Cauca, Chocó y Cundinamarca, por lo cual es inapropiada la clasificación de los circuitos de las zonas de Codensa mencionadas antes.

R/. Como se mencionó anteriormente, el alcance del estudio no es hacer un análisis en función del operador de red, sino de país. Las externalidades tienen un comportamiento claramente establecido por las regiones naturales del país, que han sido definidas por las instituciones correspondientes como el IGAC y el IDEAM; dicha clasificación es hecha precisamente por las condiciones geográficas y climáticas; que no son definidas por las áreas de cobertura de un operador de red. A pesar de que haya varios operadores de red en una misma región natural, las condiciones del entorno serán similares y los riesgos no tendrían por qué ser analizados en forma diferente (ej. en el Magdalena Medio hay redes de EBSA, ESSA, EPM, CHEC, ELECTRICARIBE, todas bajo condiciones de externalidades extremas). Para el caso de CODENSA, se encuentran dos regiones claramente definidas, el Altiplano Cundiboyacense (En el que comparte las mismas externalidades con buena parte de EBSA) y la Montaña Centro (en la que comparte externalidades con al menos 5 OR más).

- En este orden de ideas, para verificar la homogeneidad de los circuitos considerados en el grupo de calidad con riesgo BAJO e Índice de Ruralidad 1 (donde se encuentra el 85% de los circuitos de Codensa, con la metodología del estudio) a partir de la información técnica de los circuitos se construye la siguiente tabla de correlaciones para las variables longitud, % de red aérea, # de transformadores, # de reconectores y # de equipos de corte/maniobra:

	% Aéreo	Longitud	# Trafos	# Reconect	# Equipos	SAIFI	SAIDI
% Aéreo	100%						
Longitud	42%	100%					
# Trafos	39%	71%	100%				
# Reconect	56%	50%	44%	100%			
# Equipos	54%	90%	72%	57%	100%		
SAIFI	25%	30%	49%	27%	29%	100%	
SAIDI	32%	24%	54%	27%	25%	78%	100%

Como se puede concluir del análisis del cuadro anterior, los indicadores de calidad no tienen un alto grado de correlación entre las variables topológicas de los circuitos que componen este grupo, infiriendo que la normalización de la calidad de servicio (objetivo principal de la generación de los grupos) no es coherente debido a la diversidad de tipos de red involucrada dentro de un mismo grupo.

R/. Como se especificó en respuestas anteriores, el alcance del estudio no estaba orientado a incluir elementos de protección, corte y maniobra; el efecto de dichos elementos es objeto de otro estudio. Este estudio tuvo un inicio lógico que fue considerar las características constructivas más básicas de los circuitos y las externalidades.

- Dados los anteriores análisis, se sugiere replantear principalmente los siguientes elementos:
 - El Índice de Ruralidad empleado involucra el cálculo del tiempo de desplazamiento entre cada municipio y las grandes ciudades, asumiendo una distancia en línea recta entre estos puntos para establecer los tiempos. Se solicita reconsiderar el índice obtenido para cada municipio, haciendo un ajuste debido a que los trayectos que siguen las cuadrillas de atención de emergencias/mantenimientos no son en línea recta desde el principal centro poblado y se afectan incluso por la congestión vial y por el estado de las vías.

R/. Totalmente de acuerdo en la observación; sin embargo, dicha información para poderse incluir en la metodología debe ser en lo posible oficial y unificada, y como tal no existe. En el numeral 12.9.4 del Informe Final del estudio se muestra un ejemplo de modelo de tiempo de reparación aterrizado a las condiciones reales, que incluye aspectos como el día y hora de la falla; de igual forma en las conclusiones se propone la construcción de ese modelo para Colombia; en este aspecto los operadores de red son quienes tendrían la información para elaborar un mejor modelo. Dicho modelo, ni la especificación de un índice de ruralidad diferente hacen parte del alcance del estudio.

- Los circuitos de media tensión debido a que corresponde a infraestructura lineal, no pueden clasificarse en zonas netamente rurales o urbanas ya que atraviesa diversos municipios y del estudio no resulta explícita la manera de asignar tramos de red a uno u otro grupo.

R/. Las palabras “urbano” y “rural” fueron usadas en el informe más a modo descriptivo, pero la metodología en sí se fundamentó en longitudes y potencias promedio por transformador. El alcance del estudio no se planteó para hacer un análisis al nivel de detalle de subdividir tramos de circuitos. No obstante el objeto si era hacer una clasificación sencilla y aplicable. Debe tenerse en cuenta que la información de externalidades corresponde a grandes áreas, es decir zonas de 20 o 30 km de radio y cubre apenas 35% del área total de operación del SIN, por tanto resulta no viable hacer análisis con el detalle solicitado en el comentario.

- Se sugiere validar con criterios estadísticos la asignación final de los circuitos/transformadores a los diversos grupos de calidad, teniendo en cuenta que en los análisis de representatividad de los circuitos de cada OR se plantean conglomerados que diferencian circuitos industriales y circuitos por nivel de tensión. No obstante, en los análisis para definir grupos de calidad no se especifica si en lo que respecta a los usuarios industriales o a los circuitos de nivel 2 ó 3 resultan indiferente definir un Nivel de Riesgo y un Índice de ruralidad, ya que a partir de esto para los análisis de confiabilidad se obtendrán diferentes niveles de calidad según el tipo de usuario conectado.

R/. Como se explicó anteriormente, los niveles de calidad reales, exigibles y aplicables son objeto de un segundo estudio en desarrollo. El presente estudio tuvo como alcance hacer una propuesta de grupos basada en dos condiciones principales: el Índice de Riesgo, que es el principal parámetro que define las tasas de falla y el Índice de Ruralidad que es principal factor asociado a los tiempos de reparación; es decir, grupos dados por el entorno, no por el circuito.

Análisis de Confiabilidad

De acuerdo con los TDR publicados por la CREG, el análisis de confiabilidad realizado en el estudio tiene el propósito de estimar niveles óptimos de calidad alcanzables en los circuitos representativos. También plantea

que con base en los resultados anteriores, caracterizar circuitos típicos a nivel nacional e identificar los niveles óptimos de calidad alcanzables en las redes de Colombia.

R/. Aclaración: los TDR inicialmente puestos a consulta incluyeron la palabra “óptimos” pero finalmente ésta palabra se eliminó del título y alcance del estudio finalmente contratado; la principal razón es que el término “óptimos” hace parte del siguiente estudio que se ha comentado en varias respuestas.

- Aunque los TDR de la CREG plantean un estudio a partir de tasas de falla de estudios internacionales (tasas teóricas aparentemente) con el fin de estimar valores óptimos alcanzables de calidad, se requiere incluir en estas simulaciones los niveles de calidad del punto de partida lo cual es necesario para dimensionar la magnitud de inversiones y tiempo necesario para lograr los niveles de calidad objetivo. En este sentido se propone usar simulaciones de Montecarlo a partir de información real de interrupciones, con el fin de emplear toda la función de distribución (rango y probabilidad) para establecer los rangos en los que se encuentran los indicadores SAIFI y SAIDI. La fuente de información sería la que se reporta diariamente por circuito.

R/. Lo descrito en este comentario no hacia parte del alcance del estudio; dichos aspectos son el alcance del estudio posterior, actualmente en desarrollo, que tiene como objetivo definir niveles de calidad reales, óptimos y exigibles, además de las sendas para alcanzarlos. Por lo anterior y considerando los términos de referencia, en el presente estudio se usó parte de la información pertinente de interrupciones (INDICA) para establecer relaciones con variables del entorno.

- En el análisis de tiempos de reparación, las tasas de falla de la simulación adolecen de representatividad estadística (p. 375 y 376) ya que se observan coeficientes de variación de 292% (Circuito LE11D de Codensa) hasta 145% (circuito 10837601) y los tiempos medios de interrupción evidentemente no reflejan tiempos superiores de indisponibilidad explicados por la ruralidad o tiempo severo. Al respecto, es necesario considerar tasas de falla acordes a la realidad las cuales recogen situaciones extremas.

R/. Como se describió en la respuesta anterior; los gráficos de las páginas 375 y 376 son solamente usados a modo de referencia, adicionalmente, de estas gráficas no se derivó ningún valor representativo (promedio o mediana); se hizo un análisis de observación de las interrupciones asociadas con fallas de transformadores, que resultaban evidentes en la base de datos.

- En el informe falta documentar en detalle los criterios para hacer las simulaciones, por tanto existen dudas que impiden expresar una opinión definitiva sobre la validez de los resultados. Las dudas puntuales son:
 - Cuál fue el procedimiento para definir la tasa de fallas utilizada dentro del ejercicio?, no es claro cómo surgió de una revisión exhaustiva de los indicadores de calidad a nivel internacional y que depende según el estudio de la tasa de fallas debida a rayos, aislamientos debilitados por la salinidad y efectos adicionales por tiempos severos (vientos, vegetación, etc).

R/. Las tasas de falla se derivaron de procedimientos de normas técnicas como IEEE1410, IEC60070-1-2, artículos de journals reconocidos como IEEE e investigaciones realizadas en el país por varias universidades y de los principales artículos sobre estudios asociados a los efectos del tiempo severo en las redes de distribución. No se tomaron directamente tasas de fallas de otros países dado que no son aplicables por las diferencias tan grandes que hay en las características del entorno.

- ¿Cuáles son los inputs utilizados para determinar los tiempos de reparación a partir de la información de la base de datos INDICA de XM?

R/. Se usó la parte pertinente de la base de datos INDICA para establecer relaciones con el comportamiento de algunas variables del entorno, la cual mostró aspectos importantes como la relación con la alta mortalidad de transformadores de distribución (interrupciones muy claramente visibles en la base de datos) y la duración de estas interrupciones. Debido a la falta de un modelo de tiempos de reparación real para Colombia, en el estudio se plantearon diversos escenarios; que deben ser entendidos de esa misma forma, como escenarios.

- No se tiene conocimiento de los diferentes tipos de equipos de protección y corte maniobra que se consideraron, así como la disponibilidad de las suplencias.

R/. Se consideraron elementos de corte, protección y maniobra, según la información suministrada por los OR sobre los circuitos simulados, no obstante los promedios de muchos elementos, como por ejemplo los reconectores, son en la mayoría de los casos inferiores a un (1) elemento por circuito; de otro lado, la información disponible no describe la ubicación precisa de la mayoría de los elementos, ni su coordinación. El orden metodológico que ha descrito en los términos de referencia para el estudio en discusión y el estudio posterior en desarrollo (con alcances hacia la definición de niveles de calidad reales, óptimos y exigibles) tiene como alcance en el segundo estudio un análisis más profundo de los elementos de corte, protección y maniobra.

- Si se consideraron los diferentes tipos de equipos, ¿Cómo se empleó esta información? No se tiene conocimiento de cómo se realizó el ejercicio, por ejemplo, cuáles fueron los criterios de simulación de equipos fusibles en cuanto a la coordinación de protecciones, lo cual incide en forma crítica en la calidad del servicio?, entre otros.

R/. La respuesta anterior corresponde también con este comentario.

- En el estudio no se declara ninguna de las variables de entrada al modelo de confiabilidad que dependen de la velocidad de recorrido, ya que por ejemplo no es lo mismo atender un circuito largo a uno corto y que estos presten servicio en zona urbana a rural, ya que además de la topología y zona geográfica inciden la velocidad promedio de transporte. Las tasas de falla teóricas fueron corregidas por estos efectos?

R/. Las tasas de falla teóricas no se ven afectadas por la dificultad para atender las interrupciones, esta afecta los tiempos de reparación. Como ya se mencionó, no existe un modelo real de tiempos de reparación en Colombia; el estudio planteó escenarios.

- Las tasas de falla empleadas en el estudio no son comparables con las tasas de falla real observadas por CODENSA. Pese a que el estudio es teórico, existen razones técnicas que sugieren la necesidad de corregir dichas tasas empleadas en el estudio para circuitos urbanos y rurales.

La tasa de fallas longitudinal por año es más alta en los sistemas urbanos que en los sistemas rurales, debido a que la diferencia de longitud total es más baja en lo urbano que en lo rural. Por ejemplo, en el estudio se indica que el circuito VE23 (Camelia Veraguas) tiene una tasa de fallas longitudinal año de 0.48 y que el circuito LM12D (Minipi, La Palma) de 1.45. Sin embargo, al hacer el ejercicio interno se encuentra que los valores son 0.72 y 0.42 respectivamente y con independencia de la magnitud se evidencia que la

tasa de fallas es superior en un circuito urbano como el VE23 respecto del circuito LM12D, a la inversa de lo que se supone en el estudio.

Complementariamente, este comportamiento de los tiempos de reparación en rural tiene que ver en el caso de las regiones operadas por Codensa con la ejecución de ordenes de servicio por mantenimiento o emergencia restringidas en el horario diurno debido a normas de seguridad del personal que no permiten trabajos nocturnos debido a la falta de iluminación de las vías; en esta medida estos tiempos teóricos deben ajustarse por este concepto.

R/. Las tasas de falla en el estudio son estimadas a partir de las externalidades asociadas con el entorno (tiempo atmosférico principalmente); que no necesariamente van a coincidir con las tasas de fallas que se reportan actualmente, por varios factores i: fallas asociadas a muchas otras causas, ii: la forma como se mide y se reporta una interrupción, iii la operación de elementos de protección, etc. Desde el punto de vista de externalidades asociadas al tiempo, entre más intensas sean las variables (e.j. densidad de descargas a tierra) mayor es la tasa de fallas.

Igual a como se mencionó en respuestas anteriores, no existe en Colombia un modelo de tiempos de reparación.

- No es clara la manera en que el estudio, conforme se plantea en los términos de referencia, consideró la diversidad de concentración de usuarios por circuito (tramo) en los circuitos representativos de los ORs, así como si son comparables los resultados cuando se hace el agrupamiento de los circuitos por niveles de ruralidad. Si bien las redes pueden tener un nivel de confiabilidad natural, la distribución de cargas a lo largo de los circuitos y el grado de concentración de usuarios por punto de carga inciden en la intensidad de las interrupciones y por ende en el SAIDI del circuito, por tanto existen unos límites estructurales asociados con el despliegue de redes y la distribución de carga que impiden alcanzar los niveles de calidad teóricos.

R/. A groso modo se observaron en varios operadores de red que hay circuitos con longitudes que superan 400 km, con potencias promedio por transformador muy bajas (medida de la concentración de usuarios); en muchos de esos circuitos hay tramos muy largos sin usuarios, que redundan en valores altos de tasas de falla. Las variables asociadas con el nivel de concentración de usuarios fueron analizadas junto con todas las demás variables, no obstante se encontró que el nivel de concentración de usuarios está implícito en las dos variables de clasificación que son longitud y potencia promedio por transformador, es decir, en los circuitos más largos es en los que se presentan más tramos largos sin usuarios. Dichos aspectos se asocian más con deficiencias en la planeación, las cuales no hacían parte del alcance del estudio.

- En relación con la estimación de los niveles óptimos alcanzables de calidad, es claro del estudio puesto a comentarios, que su aplicabilidad se restringe solo a nivel de cada circuito simulado y no se pueden emplear tales referencias para establecer la meta de calidad de un grupo de circuitos. Se solicita que la Comisión tome en cuenta que en condiciones reales de operación de un grupo de circuitos, la densidad de carga real por circuito/tramo, los tipos de eventos, la topología (sin/con suplencias) y tecnología, son muy variadas y por consiguiente la meta de calidad del grupo responde realmente a una función de probabilidad en la que la media central podría constituirse en el nivel de calidad o desempeño del grupo de circuitos en conjunto.

R/. Dado que el comentario está fuera del alcance del estudio, fue remitido a la CREG.

- En esta medida en nuestra opinión para que el estudio alcance uno de los objetivos que se ha planteado en los TDR de la Comisión, la Comisión debería redefinir las metas de calidad de grupos de circuitos, a partir de los resultados parciales por circuitos típicos -semejantes a los que contiene el estudio- siempre que estos efectivamente representen la infraestructura desplegada por los OR en cada mercado de comercialización. En dicha redefinición se debe verificar que los circuitos rurales y con altos tiempos de desplazamiento presenten unos indicadores alcanzables significativamente superiores a lo que ha propuesto el consultor.

R/. Dado que el comentario está fuera del alcance del estudio, fue remitido a la CREG.

Metas de calidad por grupo

Del estudio se entiende que las metas para los 9 grupos de calidad que se proponen son las que se estiman en la Tabla 15-3. Esta propuesta se efectúa a partir de los niveles de SAIDI que contiene la Figura 13-26 de la calidad en relación con la densidad poblacional.

- La gráfica 13-26 parte de establecer la densidad poblacional de los circuitos representativos y sus niveles de SAIDI actuales. Sin embargo, se entiende que los indicadores internacionales que se usaron de referencia son indicadores medios de países o regiones completas, que promedian los casos rurales y urbanos de dichos países y regiones. Por ello consideramos errado que el consultor proponga ésta como una metodología válida para establecer las metas razonables.

R/. Como lo describe el informe y la referencia [14] del CEER "Council of European Energy Regulators", el SAIDI tiene una relación directa con la proporción de cable subterráneo usado y ésta a su vez tiene una relación clara con la densidad de habitantes, es decir, de forma implícita con lo urbano y lo rural. En el estudio simplemente se usaron los mismos conceptos, totalmente válidos para establecer un marco de comparación con referentes internacionales. La consideración que se debe hacer es que en el caso colombiano el uso de cable subterráneo es muy bajo en relación con los referentes internacionales.

- En su lugar, creemos que se deben estudiar los niveles de calidad urbanos y rurales de países de referencia y establecer a partir de allí las metas de calidad separadas por áreas urbanas y rurales, con un tiempo razonable para alcanzarlas.

R/. Los niveles de calidad urbanos y rurales de los países de referencia están enmarcados dentro de lo descrito por la referencia [14], que fueron los mismos conceptos usados en el presente estudio.

- No es clara la manera en que se calculó la densidad poblacional por circuito ni de donde se obtuvo el SAIDI actual por circuito de la tabla 13-23, pues no coincide con los datos resultantes del escenario 1 de los análisis de confiabilidad.

R/. Se usó la densidad poblacional del municipio donde se encontraba el circuito, teniendo la consideración de si se trataba de un circuito rural o urbano (e.j. El circuito LM12D está en la zona rural del municipio de La Palma (21290 hab, 191 km²), densidad promedio 111 hab/km², densidad aproximada en lo rural 20 hab/km²). El SAIDI actual se obtuvo de considerar el escenario 2 (escenario más pesimista) considerando los tiempos de indisponibilidad de transformadores de la base de datos INDICA y el índice de ruralidad de los municipios en donde se encontraba el transformador.

- Para el caso colombiano, la curva SAIDI versus Densidad poblacional debería elaborarse para zonas rurales y zonas urbanas tomando los datos de población tanto de las cabeceras como de la zona resto-rural de cada municipio, ya que las gráficas elaboradas por el consultor corresponden a promedios municipales y/o promedios por circuito que mezclan zonas con densidades claramente no comparables. Para tal fin, se podría realizar este mismo ejercicio visto desde la densidad de habitantes por transformador ubicado de tal manera que se pueda obtener la relación de la calidad de servicio con la ubicación física de donde se encuentra dicho cliente.

R/. La respuesta anterior aplica también para éste comentario.

- En la página 411 se plantea que los niveles de calidad solo dependen de las externalidades: “En el caso de Colombia, una correlación general mostró que el 88% de una variable respuesta dada por la duración de interrupción promedio por transformador, estaba explicada por las principales variables asociadas al tiempo” y se pierde de vista que la topología de red de cada OR (instalación de equipos, automatización, detección y gestión remota, suplencias, entre otros) y la zonificación del sistema inciden en la calidad, cuestión que aparentemente no fue recogida en las simulaciones ni en la discusión asociada con las metas alcanzables.

R/. Es importante para éste comentario hacer la diferencia entre dos aspectos que pueden definirse como “causa” y “origen” de las interrupciones. El análisis de correlación analizado se hace en función del “origen”, igual a como se hace en las referencias citadas; este “origen” está en buena parte dado por las externalidades (vientos, rayos, etc), que es diferente al tipo de operación o daño que se ve en la red (e.j. origen: actividad de rayos; causa: quema de fusible, quema de transformador, etc.). Por lo general los “orígenes” no son fáciles de determinar y los reportes se sustentan en “causas”. Esta parte del estudio buscó analizar específicamente orígenes. De todas formas, este análisis fue hecho a modo de referencia y no es el que define las metas exigibles.

- Partiendo de los actuales IRAD por grupo de calidad convertidos a SAIDI, la propuesta del estudio llevaría a las siguientes exigencias por cada grupo de calidad actual: Grupo 1, reducir al 46% el indicador actual; Grupo 2, reducir al 53% el indicador actual y Grupos 3 y 4, reducir al 54% el indicador actual. A partir de esto se tienen los siguientes comentarios:
 - Estas nuevas exigencias constituyen un cambio sustancial frente a la metodología actual, ya que la norma vigente se orienta a evitar desmejoras y valora por igual en términos del ITAD los esfuerzos en los diversos grupos de calidad. Debido a que este cambio estructural es necesario y se comparte, es necesario considerar una transición razonable para establecer el momento a partir del cual se deben cumplir estas exigencias debido a que las compañías deben adaptar su planificación para el efecto.
 - Según se comentó con anterioridad, las exigencias propuestas son muy superiores en el caso de los circuitos (transformadores) que se encuentran clasificados hoy en el segmento rural y que con la propuesta pasarían al segmento urbano. En este caso se insiste en que debe asegurarse la asignación apropiada a los grupos de calidad para no imponer unas exigencias superiores a las posibilidades técnicas de ciertos circuitos. Para ello se debe mejorar la tipificación de las redes y los atributos del Índice de Ruralidad conforme los comentarios de puntos anteriores.

R/. Igual que en respuestas anteriores, estos aspectos no hacen parte del alcance del estudio.

- No se plantean grupos conforme niveles de tensión así como también en el estudio no se plantean metas para los circuitos industriales, por lo cual resulta importante conocer la propuesta regulatoria en este caso. Esto debería considerar que la focalización de estos usuarios también debe alinearse con los planes de desarrollo municipales los cuales no necesariamente prevén este aspecto.

R/. Dado el comentario no está dentro del alcance del estudio, la pregunta se trasladó a la CREG.

- Se solicita respetuosamente a la Comisión, efectuar un análisis del óptimo económico para determinar el nivel objetivo de calidad en cada uno de los grupos de calidad. Para ello deben estudiarse las inversiones necesarias, la capacidad de pago de los usuarios y los tiempos razonables para alcanzar tales metas (con visión de largo plazo).

R/. Dado el comentario no está dentro del alcance del estudio, la pregunta se trasladó a la CREG.

- Tal como se ha expresado en otras oportunidades, se debería fortalecer el esquema de incentivos actual de manera que se otorguen fuertes estímulos para promover las inversiones en calidad. Para ello es muy pertinente la definición de una senda de mejoras en calidad definida para cada OR y en función del cumplimiento o adelanto del logro de los objetivos se puedan lograr primas por efectividad.

R/. Dado el comentario no está dentro del alcance del estudio, la pregunta se trasladó a la CREG.

- En relación con las recomendaciones asociadas con la implementación de certificaciones PAS55 y a la conveniencia de emplear tecnologías específicas que evidentemente son muy conocidas por el consultor que desarrolló el estudio, se considera que actualmente en Colombia las empresas cuentan con herramientas y buenas prácticas que les permiten orientar la mejora continua de los procesos e inversiones.

R/. R/. La gestión de un activo, de acuerdo con nuestra estructura tarifaria y regulatoria está implícita y explícita dentro del espíritu de nuestra regulación, para que en ella deba planearse (diseñarse), garantizar su ejecución (construcción) y evidenciar su gestión (operación, mantenimiento y reposición) durante todo el ciclo de vida útil del mismo, de tal manera que durante toda su vida útil se asegure el máximo de su función y la mayor confiabilidad en su desempeño para garantizar que el sistema en este contexto operacional asegura la máxima calidad en la prestación del servicio público y una mínima tasa de falla, asociadas a una excelente gestión y desempeño del activo.

Para que esta variable de alto impacto en la calidad del servicio y en las tarifas, sea objeto equilibrado y transparente de las funciones de regulación y control del estado en la prestación del servicio público de energía, todas las acciones asociadas a garantizar ese óptimo desempeño de la infraestructura deben ser medibles, evidenciables y trazables en el mundo real y en cualquier momento del ciclo de vida del activo productivo y no solo en el mundo documental.

En las actuales condiciones de nuestra regulación, cumpliendo con los principios de mejora continua de nuestros procesos regulatorios y soportados en las tendencias mundiales de la industria, implementar la aplicación de un estándar internacional para la gestión de activos durante su ciclo de vida, diseño, construcción, operación, mantenimiento y reposición, es una necesidad inminente que permite desarrollar de manera objetiva las auditorías correspondientes que garanticen que la ejecución adecuada y oportuna de las acciones para la gestión de los activos se reflejarán en una mejor calidad de servicio por la que se compensa con las tarifas en igualdad de condiciones con transparencia y objetividad.

Orientar las políticas de regulación y control sobre este estándar le asegura y garantiza al Estado y sobre todo a los clientes y a los prestadores del servicio, que sin excepción, las empresas de energía cuentan con los procesos, las metodologías, las herramientas, los sistemas de información y las tecnologías que se deben aplicar durante todo el ciclo de vida productiva del activo con resultados garantizables, evidenciables y trazables durante toda la vida útil por una adecuada gestión de la infraestructura que maximicen su productividad.

En consecuencia, el nuevo reto para la regulación y su evolución es poder determinar un marco de referencia para el ente regulador que se soporte en una norma o en un estándar de gestión de activos de carácter internacional, como la PASS 55 o la ISO 55000, que le provea la evidencia clara de sustentabilidad de la gestión del activo desde su integración hasta su reposición y no dependa de los presupuestos ni de las condiciones particulares de cada OR.

Este marco referencial debe ser un modelo estándar que oriente las políticas para gestionar la infraestructura desde varias perspectivas la gestión de riesgos, los costos, los beneficios, el enfoque en el cliente, la sustentabilidad y el medio ambiente para que sean realmente implementados en el diario vivir de la inversión y el gasto de la operación, el mantenimiento y la reposición. Así las cosas, el ente regulador sigue manteniendo un esquema de control indirecto, pero apuntando a verificar la existencia de las herramientas adecuadas que permitan lograr la mejora de los resultados desde la creación del activo, sus actuaciones preventivas y predictivas centradas en confiabilidad y no sólo actuar en los casos correctivos o ex post en que se verifican los incumplimientos que desvalorizan la infraestructura y la calidad de servicio. Esto es de muy fácil implementación y aplicación tal como lo evidencia la expresión “actualmente en Colombia las empresas cuentan con herramientas y buenas prácticas que les permiten orientar la mejora continua de los procesos e inversiones”. Esto significa que en Colombia ya estamos listos en el sector para aplicar de manera sistemática el PHVA a la gestión de activos, es cuestión de normalizarlo.

De acuerdo con nuestra visión, el problema de confiabilidad de las redes en Colombia no solamente radica en las prácticas o inversiones de los OR, sino que exige esfuerzos importantes de investigación aplicada, generación de conocimiento, desarrollo e innovación tecnológica, dadas las condiciones particulares del país. En muchas ocasiones se ha usado el término “reto tecnológico” para referirse a aspectos de mejoras de confiabilidad en Colombia. Dado lo anterior, creemos que no es sólo un esfuerzo de las empresas, que tienen buenas herramientas y prácticas, sino una relación más efectiva de empresa-academia-estado.

3 GRUPO EPM

A través de la Circular 036-2014, la Comisión ha hecho público para comentarios el informe final del estudio Identificación y análisis de los niveles de calidad del servicio alcanzables en las redes de distribución de energía eléctrica del SIN, para continuar con los análisis sobre la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 079 de 2014.

Por lo cual las empresas del Grupo EPM presentan sus comentarios generales en esta comunicación y los específicos en los documentos anexos. Adicionalmente, se presenta archivo en excel con los soportes del análisis realizado por EPM.

Para el Grupo EPM son importantes los aspectos desarrollados en el estudio realizado por la CREG en la medida que dan cuenta, en gran medida, de la realidad en la operación de los sistemas eléctricos en las

diferentes regiones del país, y en términos generales, se considera un estudio que brinda un buen análisis en cuanto a las externalidades que impactan la calidad de los sistemas de distribución.

Sin embargo, preocupa a las empresas del Grupo los circuitos finalmente analizados, pues de acuerdo con los análisis realizados de dichos resultados y al tratar de replicar la propuesta, los circuitos allí definidos no reflejan la realidad de los Sistemas de Distribución de las empresas del Grupo, dando incluso en algunos casos clasificaciones inadecuadas (circuitos urbanos como rurales y viceversa). Preocupa también que producto de la metodología aplicada para la definición de circuitos típicos, el consultor finalmente hace las simulaciones de confiabilidad con cinco circuitos teóricos que en ningún caso, representa la realidad de los sistemas de distribución del país y en particular los del Grupo EPM.

Lo anterior tiene consecuencias muy delicadas toda vez que con base en estos resultados entendemos, se definirán las metas de calidad a cada empresa para el nuevo período tarifario, las cuales quedarían mal definidas en muchos casos y por ende, no serían alcanzables y las empresas se verían abocadas a permanentes incumplimientos.

Adicionalmente, para complementar los análisis y así tener mayores elementos al respecto es necesario que la Comisión haga público el informe donde se detallan todos los cálculos y otros resultados, que se mencionan en los anexos de la circular.

Adicionalmente y dado que el propósito del estudio es aportar en la metodología a definir para el próximo período tarifario, el Grupo EPM considera que el esquema de Calidad requiere de una revisión integral que permita contar con las señales adecuadas para garantizar un mejoramiento continuo de la calidad, por tanto antes de desarrollar los comentarios específicos del estudio, se plantean los siguientes aspectos a tener en cuenta:

- Si bien actualmente hay gran preocupación sobre la revisión de los grupos de calidad y la definición de unas metas a la luz de la realidad geográfica y climática del país, es necesario que las señales que se generan mediante los incentivos y compensaciones sean las adecuadas para que los OR tengan un adecuado direccionamiento para las mejoras de calidad.
- Es fundamental y de gran importancia llevar al país a niveles de calidad adecuados y alcanzables, para lo cual recomendamos tener en cuenta: el punto de partida, de acuerdo con el estado actual de la calidad de cada sistema de distribución, las necesidades de calidad de los usuarios finales acorde con el uso de la energía y su disposición a pagar para tener una calidad determinada.
- Las metas deben ser a largo plazo y tener definido un punto de partida por OR, de manera que se den sendas de cumplimiento alcanzables y que no se generen incumplimientos permanentes. Para plantear dicho inicio se requiere de la evaluación puntual de la calidad del servicio de cada OR y del estudio minucioso de lo que aportaría cada uno a la calidad del país.
- Hoy los OR tienen altos costos en la aplicación de compensaciones con relación a los incentivos, lo que ha llevado a que los OR direccionen sus actividades de manera de que disminuyan el pago de compensaciones y no en mejorar calidad de manera integral. Compensaciones que, en su mayoría, se aplican a usuarios que tienen poca disposición a pagar por mejoras en calidad y con una dispersión geográfica muy alta. Llevar estas instalaciones a niveles de calidad promedio demanda altas inversiones, por lo que un análisis beneficio-costos queda comprometido.

- Resulta adecuado que los indicadores de calidad que se establezcan permitan comparar el esquema colombiano con los usados internacionalmente, igualmente introducir nuevamente el indicador de frecuencia, considerando las condiciones específicas de cada OR y su clase de servicio.
- Es relevante que en los estudios se consideren las condiciones de desarrollo tecnológico, infraestructura vial, sociales y culturales, políticas y económicas de las regiones de aquellos países, objeto de comparación, que distan de la realidad nacional y con los cuales el consultor propone definir las metas y estándares a alcanzar por parte de los OR's; este propósito es acertado si se tiene en cuenta esquemas que permitan lograr estos objetivos en un mediano o largo plazo.
- Adicionalmente solicitamos se evalúe la posibilidad de definir excluibles los eventos en las zonas con dificultades de orden público y de difícil acceso; y definir e incorporar en la metodología las tasas de falla en las reparaciones, teniendo en cuenta todos los tiempos muertos que se generan en dichas actividades, como ejemplo los tiempos en desplazamientos.

Esperamos estos comentarios sean considerados por la Comisión y estaremos dispuestos a participar en las discusiones que se programen al respecto e igualmente a presentar la información adicional que se requiera.

ANEXO 1 Comentarios específicos estudio

- El análisis presentado en el estudio en cuanto a condiciones y externalidades que afectan la calidad, tales como: meteorología, salinidad, nivel de precipitaciones, etc, presentan gran relevancia en los aspectos a considerar en la aplicación del esquema de calidad.
- En los términos de referencia presentados por la Comisión, se definió que el estudio presente la estimación de valores alcanzables de duración y frecuencia de las interrupciones del servicio de energía eléctrica en los SDL, y que éstos deberían hacerse determinando circuitos representativos reales de los diferentes OR's teniendo en cuenta las condiciones y externalidades que afectan la calidad, para lo cual las empresas del Grupo EPM consideran que este estudio no cumple con las condiciones de circuitos representativos reales, pues si bien este estudio parte de circuitos reales, definió unos representativos teóricos, que al final no representan las condiciones reales de todos los sistemas de distribución del país.

Definición de circuitos representativos

- Preocupa la definición de los circuitos que representan los sistemas de Distribución del país, se entiende del informe que el estudio se realizó partiendo de una muestra de 103 circuitos reales, determinados de acuerdo con la cercanía respecto al centroide, y posteriormente a esta muestra, que representa el total de los OR, con la aplicación de la metodología descrita de manera general, se obtienen 24 circuitos representativos, de los 24 se analizan solo 16 y finalmente por la metodología se definen 5 circuitos teóricos que no representarían al país o por lo menos, a las empresas del Grupo EPM.

R/. Debe tenerse en cuenta que la selección de un conjunto de circuitos de los diferentes OR y niveles de tensión buscaba hacer una representación del amplio espectro de circuitos del país para la construcción de un modelo general de indicadores de calidad alcanzables. Se hace la aclaración que no se definieron 5 circuitos para representar el país. Se establecieron 24 circuitos representativos.

- La agrupación de circuitos se definió partiendo de tres conglomerados (muy urbano, intermedio y muy rural), los valores para tal clasificación no están especificados en el informe, es importante conocerlos; aunque con los resultados del estudio se trató de replicar y se obtienen algunos valores para cada caso.

R/. Los términos “muy urbano”, “intermedio” o “muy rural” fueron usados solamente de forma descriptiva, es decir, no son los criterios usados para clasificar. Los tres términos fueron usados a modo de referencia para referirse a circuitos de potencias altas, medias o bajas, con longitudes, cortas, medias o largas; pero no implica que no puedan existir circuitos, por ejemplo, de longitudes cortas y potencias altas, en zona rural.

- Al analizar los conglomerados se tienen, por ejemplo, conglomerados netamente urbanos que tienen circuitos rurales en los casos reales de los sistemas y viceversa.

R/. Idem. “Netamente urbano” no es un grupo, es un término descriptivo para referirse características generales corresponden principalmente con distribución urbana.

- De acuerdo con la metodología k-medias mencionada, el Consultor debió definir a priori la cantidad de grupos para todos los Operadores independientemente de consideraciones propias de cada OR, como insumo para la metodología K-medias con miras a la determinación de los circuitos representativos base de cada OR.

R/. Para la determinación del número de conglomerados se inició con tres conglomerados por OR y nivel de tensión y se determinó a juicio de los expertos si los centroides representaban las características físicas de los circuitos correspondientes. Posteriormente se aumentó el número de conglomerados para determinar si estadísticamente era justificable este aumento, en caso de serlo los expertos determinaron si los nuevos centroides aportaban mayor información desde el punto de vista físico, llegando así a la determinación final del número de conglomerados por OR y nivel de tensión.

- Cuando se conforman los grupos, sin evaluar el tamaño de las empresas, se puede ver, en algunos casos, un número no adecuado de grupos; hay empresas que quedan con menos de 3 conglomerados, lo que implica entre otros, que queden los circuitos clasificados solo como urbanos y rurales no habrían circuitos urbano-rural, característica que es común en todos los sistemas de Distribución. Por lo que es importante conocer las memorias que soportan la definición del número de grupos, adoptado por el consultor como insumo para K-medias.

R/. Ídem. Además la agrupación, si bien se realizó analizando la información por empresa, no buscaba dar una representación del operador de red, sino de las redes del país; es decir, el estudio no tiene como alcance hacer grupos para representar operadores de red.

- Adicionalmente, se evidencia en el informe de acuerdo con el análisis realizado, y las curvas de probabilidad acumulada y resúmenes estadísticos para cada una de las variables más relevantes, que en la mayoría de los casos, los coeficientes de variación son mayor al 20%, y en el caso particular de las empresas del grupo EPM, solamente es bajo, aceptable, para los circuitos aéreos.

R/. Igual que como se ha venido comentando en varias respuestas, el coeficiente de variación está dado por la distribución muy asimétrica de los datos y el análisis de agrupación debe tener en cuenta dicha distribución. Dado lo anterior metodológicamente no es apropiado construir un número alto de grupos (> 30 en algunos casos) sino grupos homogéneos en los que se analiza la variabilidad al transformar las variables según su naturaleza.

- De acuerdo con los resultados estadísticos del estudio, es importante que se tenga en cuenta dentro del análisis que cuando se dan coeficientes de variación mayor al 20% la estimación es poco precisa y por tanto se recomienda utilizarla sólo con fines descriptivos, es decir, para análisis de tendencias y no para definición de niveles o metas.

R/. Los coeficientes de variación obtenidos lo que están mostrando es la naturaleza de los datos; toda la información de los cerca de 5000 circuitos en Colombia tiene una distribución que no es normal, se acerca más a una distribución log-normal; por tanto, si se hace una transformación usando el logaritmo se observa como el coeficiente de variación es menor al 20%. Los grupos obtenidos no solamente sirven para definir metas, sino para definir modelos asociados con la naturaleza de los datos.

- En cuanto a los criterios definidos para la clasificación de circuitos industriales, queda la inquietud de si la metodología al utilizar la potencia promedio industrial sea la más adecuada, pues la potencia promedio le quita peso a la energía total industrial; la comparación ya no se hace sobre datos que identifican la totalidad de los usuarios industriales si no sobre un usuario medio, lo que impide que los circuitos con cargas industriales queden representados de manera adecuada.

R/. En el estudio se consideró el consumo total de los usuarios industriales, no la potencia promedio; ésta última fue usada para los análisis de agrupación, no para la identificación de circuitos industriales.

- Con lo anterior, y dado el desarrollo del informe en análisis consideramos que 5 circuitos ideales no podrán representar los sistemas de distribución, por las diferencias técnicas de los sistemas de distribución, tamaño de las empresas y todas las externalidades desarrolladas en el estudio. Por tanto, consideramos necesario que para la determinación de los niveles alcanzables de calidad sean analizadas las condiciones particulares de cada OR (aéreo-subterráneo, urbano rural, condiciones de orden público en zonas tanto urbanas como rurales y demás externalidades analizadas en el estudio) y las simulaciones se efectúen en circuitos reales que representen cada sistema.

R/. El estudio no propuso considerar cinco circuitos ideales para representar los sistemas de distribución del país. Como se mencionó anteriormente, el estudio tampoco tenía el alcance de estudiar las condiciones particulares de cada operador de red.

Simulaciones de confiabilidad.

- No es conveniente que se limite en las simulaciones de calidad solo a 5 circuitos para el país, y más con las diferencias regionales que se presentan en el informe.

R/. Las simulaciones de calidad no se hicieron sobre 5 circuitos para el país. Se simularon 16 circuitos de 24 seleccionados y, solamente se lograron simular 16 por la poca disponibilidad de la información detallada de los circuitos, solicitada a los correspondientes operadores de red.

- En las simulaciones de confiabilidad es pertinente tener en cuenta además de los posibles puntos de falla, los equipos y elementos de corte, equipos que permiten sectorización de fallas que influyen en el restablecimiento parcial del servicio, transferencias de circuitos, entre otros.

R/. El alcance del estudio estaba orientado a considerar los circuitos sin los elementos de protección, corte y maniobra. Estos elementos hacen parte de otro estudio que actualmente adelanta la CREG, en el cual se estudiarán los niveles de calidad “reales”, “óptimos” y “exigibles”. Cabe resaltar que, el promedio de la cantidad de algunos elementos, como por ejemplo los reconectores, es menor que un (1) elemento por circuito; no obstante, en los circuitos simulados se incluyeron elementos de maniobra como seccionadores y seccionalizadores.

Definición de niveles de Ruralidad

- La metodología de análisis para la definición de ruralidad es interesante, pero EPM considera que para ser aplicable en Colombia requiere de ajustes, hay casos particulares donde se tienen sectores de baja densidad que son urbanos, esto dependiendo del tamaño de los sistemas de distribución y adicionalmente no es adecuado tomar distancias lineales en una topografía tan montañosa. Por tanto, se sugiere realizar una revisión más acorde con las realidades del país, incorporando en el análisis aspectos como la topografía.
- Otro aspecto que llama la atención es que este esquema determinaría una ruralidad por circuito y no por transformador como está determinada actualmente, lo cual a nuestro juicio representa un retroceso en el esquema. Adicionalmente, en los resultados del anexo 1 sobre el índice de ruralidad, se evidencian valores que remiten un mismo alimentador a dos ruralidades diferentes que conllevan a metas diferentes introduciendo problemáticas en la identificación de las fronteras.

R/. El Índice de Ruralidad considerado en el estudio (Tomado del informe PNUD 2011) es la información oficial y unificada que más se ajusta para el objeto del estudio; este índice no fue definido en el estudio y tampoco era el objetivo. La unidad más pequeña en que se presenta la información oficial es municipio y por tal razón no se logra llegar al detalle de analizar la transición urbano-rural. Adicionalmente se aclara que el IR, según sus autores, tiene como objetivo eliminar la dicotomía urbano-rural.

Función de Riesgo

- El estudio propone una función de riesgo, es importante hacer las validaciones correspondientes, pues se dan casos de circuitos que quedan con ubicación no adecuada.

ANEXO 2 Comentarios específicos información empresas Grupo EPM

3.1 EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN - EPM

- **CONCENTRACIÓN DE USUARIOS:** Los datos generales utilizados en el ejercicio por la CREG coinciden con los entregados por EPM y al replicar el ejercicio por parte nuestra encontramos una concentración muy similar a la presentada por la CREG tanto en el gráfico 1 como en el número 2.

Con respecto al número de usuarios por transformador y capacidad instalada por usuario también coinciden con lo enviado por EPM.

- **LISTADO DE CIRCUITOS QUE COMPONEN EL SIN, MUNICIPIOS ASOCIADOS Y EXTERNALIDADES:** una vez revisada la información publicada para el análisis se evidencia la toma de tres muestras, las cuales están distribuidas en varias partes del informe y en las que se puede observar:

a. Región Montaña Noroeste - Antioqueña. Comparada la información publicada en el Anexo1 con la enviada por EPM, pudimos establecer que de la asociación (recorrido) de los circuitos a los municipios, de los 565 circuitos relacionados, solo coinciden 64 con lo reportado por EPM, solo el 11.35% corresponde a la realidad del operador de red.

R/. Nos permitimos hacer la siguiente aclaración: los municipios relacionados en el Anexo C, no son los municipios del recorrido del circuito, son los municipios cercanos en los cuales hay información de estación meteorológica (con información consolidada y con la media de tiempo aceptable) y de las cuales se tomaron los parámetros de las externalidades. Por lo tanto, los resultados muestran la realidad del Operador de Red, incluyendo la no disponibilidad de información de externalidades.

Las cifras mostradas en el comentario son útiles para evidenciar la limitación de información; es decir, en solo 11.35% de los circuitos hay una estación meteorológica en el mismo municipio. A nivel de todos los municipios del SIN, los cuales cubren aproximadamente 573.700 km², se cuenta con una cobertura de estaciones meteorológicas de aproximadamente 198.600 km²; es decir, el 35% del área. En el caso de Antioquia específicamente, en la Figura 6-5 del Informe Final puede observarse que áreas muy grandes del departamento no tienen cobertura de estaciones meteorológicas.

b. Región Caribe (circuitos de Urabá y Bajo Cauca). Se muestran 56 circuitos, de los cuales 20 coinciden con la información enviada por EPM, solo el 35% corresponde a la realidad del operador de red.

R/. Ídem. La zona de Urabá y Bajo Cauca tiene relativamente pocas estaciones meteorológicas.

c. Región del Magdalena Medio. Se toman 26 circuitos, de los cuales la asociación circuito municipio solo coinciden 10 con los enviados por EPM, solo el 38% corresponde a la realidad del operador de red.

R/. Ídem. La zona del Magdalena Medio tiene muy pocas estaciones meteorológicas en la región que corresponde al departamento de Antioquia.

- **RESUMEN DE CONGLOMERADOS, TRAMOS AÉREOS Y SUBTERRÁNEOS Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA PARA EPM:**

Se realizó en ejercicio con la información enviada por EPM y se comparó con lo publicado por la CREG y se tienen las siguientes observaciones:

Para el nivel de tensión II, en los conglomerados 1 y 2 los resultados obtenidos en los tramos de Red aérea son muy cercanos con lo publicado por la CREG, pero en el conglomerado 3, los porcentajes son totalmente diferentes a los entregados por la CREG.

CALCULADO POR EPM		
NIVEL II		
	%	%
Conglomerado	Aéreo	Subterráneo
1	99.96	0.04
2	99.31	0.69
3	87.28	12.72

CALCULADO POR CREG		
NIVEL II		
	%	%
Conglomerado	Aéreo	Subterráneo
1	99.96	0.04
2	99.39	0.61
3	77.02	22.98

Para el nivel de Tensión III

Se sigue presentando la diferencia en el porcentaje de red subterránea tal y como se puede observar a continuación:

CALCULADO POR EPM		
NIVEL II		
	%	%
Conglomerado	Aéreo	Subterráneo
1	98.8	1.2

CALCULADO POR CREG		
NIVEL II		
	%	%
Conglomerado	Aéreo	Subterráneo
1	93.3	6.7

Para el industrial: los porcentajes son muy cercanos a los calculados por la CREG

CALCULADO POR EPM		
INDUSTRIAL		
	%	%
Conglomerado	Aéreo	Subterráneo
1	96.59	3.39

CALCULADO POR CREG		
INDUSTRIAL		
	%	%
Conglomerado	Aéreo	Subterráneo
1	96.67	3.33

Cabe anotar que del total de la red de EPM el 98.28% es aérea y solo el 1.72% corresponde a red subterránea, lo que consideramos está influyendo en la clasificación de conglomerados presentados por la CREG, donde establece que los circuitos del grupo muy urbano tiene un promedio de 23% de red subterránea, lo que difiere de la realidad del operador de red EPM.

También se solicita revisar o aclarar la clasificación del conglomerado 3 "muy Urbanos", donde concluimos que se incluyeron alrededor de 100 circuitos rurales que aunque son de corta longitud y baja carga, considéranos deben quedar en el grupo intermedio, dado que es rural y las condiciones de atención son especiales.

R/. Verificando la información contenida en la Circular 035 de EPM, se corroboraron los resultados descritos en el estudio.

3.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS – CHEC

- En relación con la clasificación de circuitos industriales, CHEC utilizando la metodología del Consultor, hasta donde se pudo comprender, identificó los circuitos que debían haberse clasificado como Industriales encontrando 12 circuitos: MTO30L10, ROS30L22, DDO30L14, RIO30L16, VCT23L16, IRR30L11, DON30L13, PSV23L14, HER30L13, MAN30L27, ENE30L17, CHI30L11 en contraste con los 3 enunciados para CHEC por el Consultor.
- CHEC realizó otro ejercicio a partir de tomar la energía o la potencia total de usuarios industriales contra la potencia total del circuito que se considera puede clasificar de manera más adecuada un circuito industrial pues se hace sobre datos que identifican la totalidad de los usuarios industriales obteniendo los siguientes resultados en contraposición a los 3 identificados por el Consultor:

MTO30L10, ROS30L22, DDO30L14, RIO30L16, VCT23L16, IRR30L11, DON30L13, PSV23L14, HER30L13, MAN30L27, ENE30L17, CHI30L11, AZA30L14, HER30L13, MAN30L27, MTO30L10, ROS30L18, ROS30L22, CHA30L15, DDO30L14, DOR30L19, MGT23L13, MNA30L13, RIO30L16, VBO30L14, VCT23L16, PSV23L14, ENE30L17, MGT23L15, ENE30L16, IRR30L11, VIR23L14, PS023L15, CHI30L11, INS23L14, ENE23L12, AZA23L17, DON30L13, IRR23L13, BOL23L13, MGT23L14, BEL23L15, DDO23L13, BOA23L12, HER30L15, AMR23L12, QHI23L12.

- Ahora bien CHEC realizó un ejercicio final utilizando la metodología descrita en la viñeta anterior incrementando la relación energía o la potencia total de usuarios industriales contra la potencia total del circuito, mayor o igual a un 50%; estos son los resultados:

MTO30L10, ROS30L22, DDO30L14, RIO30L16, VCT23L16, IRR30L11, DON30L13, PSV23L14, HER30L13, MAN30L27, ENE30L17, CHI30L11, AZA30L14, HER30L13, MAN30L27, MTO30L10, ROS30L18, ROS30L22, CHA30L15, DDO30L14, DOR30L19, MGT23L13, MNA30L13, RIO30L16, VBO30L14, VCT23L16, PSV23L14, ENE30L17, MGT23L15, ENE30L16, IRR30L11, VIR23L14, PS023L15, CHI30L11, INS23L14, ENE23L12, AZA23L17, DON30L13, IRR23L13, BOL23L13, MGT23L14, BEL23L15, DDO23L13, BOA23L12.

Se sugiere considerar la relación energía o la potencia total de usuarios industriales contra la potencia total del circuito ya que esta permite considerar el total de energía de todos los usuarios industriales lo que conlleva a la inclusión de más circuitos industriales, en el Caso del OR CHEC alrededor de 12 circuitos más a los identificados por el Consultor; tipificando de manera más adecuada lo que son los circuitos industriales del SDL de CHEC.

Finalmente la CHEC considera en relación con el mismo tema que el circuito representativo Industrial HER30L 13 identificado por el Consultor para CHEC, no representa de manera adecuada los circuitos industriales del OR, pues tiene asociado solo 1 transformador y alimenta 1 usuario; esta selección de este circuito tiene implicaciones muy importantes desde el punto de vista de la calidad dadas las metas de calidad a considerar por el Regulador para un circuito de estas características que implicarían consideraciones tales como interrupciones y duraciones mínimas en el servicio de energía y bajas tasas de mantenimiento.

R/. La metodología empleada para la identificación de los circuitos industriales contempló la información consignada en la base de datos no residencial del SUI y la circular 035. Como se ha mencionado anteriormente, el circuito seleccionado no tiene como propósito representar al operador de red.

- De acuerdo con lo que se aprecia en el documento la energía adoptada para la determinación de la potencia total del circuito fue tomada del Formato 3 del SUI - Usuarios No Residenciales la cual no considera la energía de los Usuarios residenciales que se encuentra en el Formato 2 del SUI, así las cosas los cálculos del Consultor, aparentemente no consideran la energía total de la totalidad de los circuitos.

R/. Se hizo la comparación con la potencia reportada en la circular 035 y el formato 3 del SUI. En todos los casos, el proceso de asociación es bastante complejo, en donde el consumo del usuario debe asociarse con el transformador y de allí asociar el transformador con un circuito, datos provenientes de formatos diferentes; dicho proceso se dificulta con las inconsistencias de la información, como por ejemplo que los periodos de reporte de consumos de usuarios no residenciales y residenciales son diferentes, además que el alto número de usuarios residenciales (cerca de 10 millones); dado lo anterior, los usuarios no industriales no fueron incluidos.

3.3 EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO - EDEQ

- En el informe se identifica un error en la información entregada por EDEQ, relacionada con el referenciamiento de transformadores.

R/. Se trata de errores en las coordenadas de latitud y longitud, los cuales no permiten relacionar con precisión la ubicación de estos elementos en relación con una estación meteorológica.

- La subdivisión de la zona montaña centro, se conforma por la zona C1 C2 C3. A EDEQ le es de interés, con el objetivo de realizar análisis de información detallada, la identificación de la empresa dentro de estas subzonas.

R/. Los circuitos de cada una de las zonas pueden identificarse en el Anexo C, mediante el Nivel de Riego.

3.4 EMPRESA DE ENERGÍA DE SANTANDER - ESSA.

- El informe no presenta el análisis de indicadores de ESSA, se presume que esto se debió a que los formato 4 y 5 para el reporte de interrupciones se presenta en cero debido a que aún no ha entrado en el esquema de calidad vigente.

Se debería tener en cuenta para ESSA particularmente los formatos de interrupciones de alimentadores y transformadores en los cuales reportamos la información de calidad del servicio actualmente a la SSPD.

R/. El presente estudio contemplo utilizar parte de la información real de interrupciones (INDICA) para establecer relaciones con variables del entorno.

- Para ESSA en el estudio se consideran que existen dos tipos de conglomerado 1 que es muy urbano y conglomerado 2 muy rural. Al considerar solo 2 conglomerados, se excluyen del análisis circuitos importantes que representan una combinación del sector rural y urbano.

R/. El estudio no tenía como alcance hacer una representación de cada operador de red, sino una representación de país. En este caso en particular, los conglomerados de ESSA permitieron encontrar dos centroides más para conformar los 103 analizados en forma global para todo el país.

3.5 CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER - CENS

- Al replicar la metodología para el cálculo de indicadores CENS obtiene resultados distintos a los del consultor, por tanto, se solicita información sobre el horizonte de tiempo de información utilizada, técnica (formato 5) y la información comercial (formato 2 y 3).

R/. El presente estudio contemplo el uso de parte de la información real de interrupciones (INDICA) para establecer relaciones con variables del entorno.

- Los datos mostrados en la tabla 3-1 no son consistentes para CENS, pues el consultor inicio los trabajos con la primera información enviada en la Circular CREG 035 de 2014, la cual se rectificó oportunamente.

R/. Por favor relacionar las inconsistencias, ya que la información presentada corresponde con la remitida por la CREG al consultor.

- En la técnica del centroide utilizada para clasificar los circuitos por conglomerado (1-Rural, 2-Medio y 3-Urbano) se presentan algunas dificultades, pues el sistema cuenta con circuitos rurales de pequeña longitud y capacidades altas. Por Ejemplo: circuito ZULC1, el cual está actualmente clasificado como rural y con la metodología del consultor quedaría como urbano.

R/. La clasificación no se realizó con los criterios de “rural”, “medio” o “urbano”; dichos términos fueron usados únicamente a modo de referencia descriptiva, pero en todos los casos existen circuitos, como el mencionado, que tienen características similares a circuitos urbanos pero ubicados en zonas rurales. No obstante, lo anterior no altera en ningún aspecto los resultados del estudio.

- CENS SA ESP considera que los circuitos seleccionados en el estudio como representativos (Circuito BELC27 - Urbano Residencial y Circuito TIBG11 - Industrial), no son los más adecuados, ya que no recogen las verdaderas topologías y comportamiento típicos para un circuito de estas características: residencial con alta concentración de usuarios.

Según el análisis realizado a la totalidad de las redes del sistema de CENS, se observa que se podrían tomar otros circuitos de características similares de cada conglomerado que se acerquen al comportamiento particular de cada uno de ellos y recoja de mejor manera las externalidades que los caracterice, y así, unos indicadores de confiabilidad más ajustados a la realidad.

R/. Se debe tener en cuenta que los circuitos representativos, además de acercarse a los centroides del conglomerado, deben estar dentro del área de cobertura de una estación meteorológica que muestre externalidades cercanas a los valores medios de la región natural dentro de la que se encuentra.

De considerarse plantear la metodología con los 3 conglomerados, CENS propone los siguientes circuitos para cada uno, resaltando que estos se encuentran dentro del mismo agrupamiento realizado por el consultor. Los circuitos propuestos por conglomerado son: (cálculos propios)

Conglomerado 3:

CODE	LENGTH	CAPACIDAD (kVA)	SAIDI
PLZ26381	97.45	27.44	40.26
GABGABARRA	65.85	30.7	83.88
AYAC2	111.78	28.03	40.17
CORC1	85.18	26.65	74.24
PALCHINACOTA	64.08	37.91	40.22
TIBO11	34.11	33.33	87.29
SANALBERTO	54.37	36.59	143.48

Conglomerado 2: (circuitos de NT3)

CODE	LENGTH	CAPACIDAD (kVA)	SAIDI
BELC27	11.49	92.8	2.4839
SANC52	12.99	88.8	3.1481
SANC51	10.06	95.7	1.335
SANC55	1019	90.4	8.0992
SEVC3	10.8	98.5	10.934

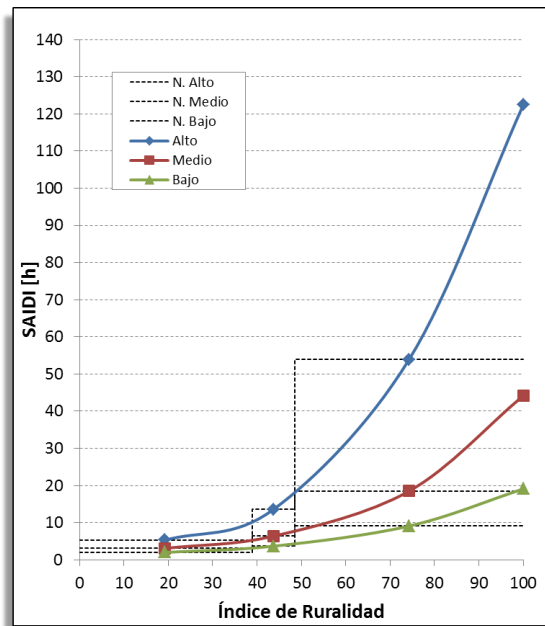
Conglomerado 1

CODE	LENGTH	CAPACIDAD (kVA)	SAIDI
SARC2	352.55	19.48	138.01
ABRC1	193.57	23.35	50.06
PAMC2	341.7	23.53	66.89
AGUC5	212.05	20.1	218.89
OCAGONZALES	333.15	21.01	58.5

Se puede observar con los circuitos presentan diferencias considerables con respecto a la exigencia del cumplimiento de indicadores de confiabilidad y son similares con respecto a las variables de longitud y carga promedio.

- La metodología de cálculo del SAIDI, solo considera los usuarios del circuito bajo análisis y no los usuarios totales del mercado, no se refleja el SAIDI del sistema del OR; lo cual puede generar señales distorsionadas para las inversiones.

R/ Como se ha explicado, se realizó una mirada como país, mas no como OR. Los datos descritos en las tablas anteriores son totalmente coherentes con los resultados del estudio, en específico con la variabilidad de la información y, así mismo, de los resultados. La siguiente gráfica ilustra lo descrito.



SAIDI en función del Índice de Ruralidad para los tres Niveles de Riesgo

- Los criterios descritos en la propuesta sobre el IR (indicador de ruralidad) podría llevar a que algunos circuitos rurales migren a clasificaciones urbanos o viceversa afectando el indicador.

R/. El objeto del estudio no es clasificar circuitos urbanos y rurales y de hecho el IR, cuando fue desarrollado por el PNUD, tuvo como base eliminar lo que llamaban la "dicotomía urbano-rural"; es decir, existen circuitos cortos de potencias promedio altas en zona rural, muy similares a los típicos de zonas urbanas, pero para efectos del estudio, tal característica no afecta los resultados.

4 ELECTRICARIBE

Comentarios sobre el estudio de Keraunos

Señalamos que la metodología planteada en el estudios de Keraunos resulta novedosa, pero existen inconsistencias o ausencia de información que impiden realizar un seguimiento al análisis e interpretación de los datos que hace el consultor, y como consecuencia resulta difícil aceptar las conclusiones y resultados del estudio y más cuando los resultados se alejan de la realidad actual de la calidad de servicio en Colombia en general y en la Costa Atlántica en particular.

En el estudio toda la Llanura Caribe, con más de 130.000 km², 30.000 km de red de MT, 700 circuitos y más de 80.000 transformadores, es representada únicamente por siete circuitos, todos ellos de ruralidad 2, es decir "urbanos". De estos siete circuitos solo dos tienen la particularidad de estar dentro del área de estaciones meteorológicas, por lo que finalmente la calidad de servicio alcanzable en la Llanura Caribe se obtiene del análisis de dos circuitos.

La definición de circuitos representativos a partir de únicamente dos variables, longitud y potencia promedio por transformador, la primera con una alta correlación con la calidad del servicio (externalidades como caída de

rayos se dan por unidades de longitud) y la segunda con una relación poco clara con la calidad de servicio (variables como el número de transformadores influyen directamente en la calidad de servicio, pero una variable unitaria puede que no presente impacto en la calidad del servicio) y cuya influencia topológica es discutible nos llevan a cuestionar la representatividad de los circuitos seleccionados.

En nuestra opinión para llegar a una correcta caracterización de los circuitos típicos:

- Deben considerarse aspectos topológicos adicionales, tales como el número de ramales, tramos, nodos y transformadores. La inclusión de estos aspectos involucra más elementos lo cual afecta las probabilidades de incidencia, puesto que son puntos de circuito susceptibles de falla
 - Se deben diferenciar los circuitos que alimentan carga urbana, rural y rural-urbana, ya que la zona rural presenta mayores duraciones de interrupción dadas por la eventual dificultad de acceso y frecuencias de interrupción, al estar más expuestas a factores ambientales. De acuerdo, con el informe, las anteriores diferenciaciones se realizaron posteriormente a la tipificación y no hacen parte intrínseca de ella.
 - En términos constitutivos y de confiabilidad es pertinente tener en cuenta también los elementos que hacen parte de la identificación de ausencia de servicio y su restablecimiento. Ejemplos de estos elementos, son equipos de corte (protección) tele-controlada y no tele-controlada, que permiten sectorizar fallas e influyen en el restablecimiento parcial del servicio. Así mismo, los equipos que permiten establecer la presencia de falla son igualmente importantes, ya que influyen en la reducción de los tiempos de localización de fallas.
 - Como aspectos adicionales, se deben tener en cuenta también el número de puntos de suplencia de cada circuito (teniendo en cuenta que un circuito puede de ser suplido por otro en más de un punto) y el porcentaje de carga atendido por éste, herramienta que incide en la reducción de tiempos de ausencia del servicio.
- La simplificación, tanto para caracterizar los circuitos como en el número de agrupamientos establecidos a priori para cada operador, se ve reflejada en los resultados de agrupamiento obtenidos: dos circuitos representan toda la Llanura Caribe. La dispersión es muy alta, incluso para las variables utilizadas para definir los grupos, con coeficientes de variación superiores al 20% y que demuestran que la distribución lograda no es estadísticamente aceptable. Las estadísticas de los conglomerados son similares a los del sistema, y en consecuencia el circuito representativo resultante es un promedio de las variables de longitud y potencia promedio del sistema.

R/. El alcance del estudio no es hacer un análisis en función del operador de red, sino a nivel país. Por otro lado, el coeficiente de dispersión en este caso describe la naturaleza de los datos; no la validez de la agrupación. Para evaluar la validez de los grupos realizados se debe considerar la naturaleza de los datos, que en este caso no tienen una distribución normal.

- Sería conveniente que el "Informe 01" mencionado repetidamente en varias partes del documento sea publicado por la Comisión

R/. Lamentamos la confusión. El Informe 01 corresponde con los capítulos 1, 2 y 3 del Informe Final; dado que el estudio se hizo mediante entregas parciales, dichos capítulos hicieron parte de la primera entrega parcial titulada "Informe 01", pero por error se quedó con ese nombre en el Informe Final.

- En las simulaciones efectuadas para determinar los niveles de calidad alcanzables se detectan discrepancias significativas con respecto a las tasas de falla (λ) y tiempo medio de reparación (TMR) de los dos circuitos de Electricaribe.

Tabla 1. Simulaciones comparativas ECA vs Informe

Fuente	Circuito			
	10837601		10806902	
	Fallas/año	TMR	Fallas/año	TMR
Informe	75,04	1,24	106,26	1,50
ECA	372,00	6,30	121,00	4,80

Como producto de los errores de las tasas asignadas, los resultados obtenidos de SAIDI y SAIFI para los dos circuitos están muy lejos de los alcanzables en el medio plazo, como se observa en la Tabla 2

Tabla 2. Comparativo SAIDI y SAIFI entre estudio Keraunos y Electricaribe.

Circuito	SAIDI						SAIFI					
	Informe Keraunos				ELECTRICARIBE		Informe Keraunos				ELECTRICARIBE	
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	2012	2013	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	2012	2013
10837601	38,9	45,33	43,01	4,62	141,3	114,7	25,95	31,14	31,14	31,14	147,27	128,31
10806902	34,92	41,45	40,33	3,06	204,61	179,78	21,96	25,54	25,54	25,54	290,04	360,8

R/. El presente estudio contemplo el uso de parte de la información real de interrupciones (INDICA) para establecer relaciones con variables del entorno. No obstante se espera que las tasas de falla del estudio sean inferiores a las reales observadas por el operador de red. La razón es que las tasas de falla consideradas en este estudio, debidas a externalidades bajo la suposición de buenas prácticas de AOM, son apenas una parte del total de la tasa de fallas real, en la cual deben considerarse interrupciones debidas a otras causas, interrupciones debidas a externalidades pero sobre redes con envejecimiento o deterioro, el efecto de problemáticas sociales, entre otras. Por tal razón, las cifras descritas en el comentario están dentro de lo esperado.

- Otro aspecto que supone gran dificultad en el desarrollo del estudio es la concentración de la variable ruralidad, los consultores utilizaron como fuente para su análisis el índice de ruralidad propuesto por la OECD y el Banco Mundial, los cuales se basan en dos criterios: i) densidad de población y ii) tiempo de transporte terrestre para llegar a una ciudad con más de 100.000 habitantes. La densidad poblacional es calculada como la relación entre el número de habitantes y el área del municipio, lo que homogeniza la distribución de la población desvirtuando el concepto de ruralidad dentro del municipio. Es así, que un municipio con varios núcleos de población importantes puede ser clasificado en el mismo nivel de ruralidad que un municipio que tiene una única población donde reside la mayor parte de sus habitantes.

Con respecto al tiempo de transporte terrestre para llegar a una ciudad con más de 100.000 habitantes, los consultores manifiestan que para su aplicación estimaron los tiempos de desplazamiento con base en la línea recta en el mapa desde cada municipio a las grandes ciudades. Esta aproximación es inaceptable, ya que elimina variables importantes como la topografía, existencia y estado de las carreteras, cruce de ríos, limitaciones de seguridad y orden público, y en general condiciones de movilidad.

Por lo anteriormente expresado, consideramos que la clasificación de ruralidad debe ser totalmente revisada por la Comisión teniendo en cuenta los factores mencionados.

R/. Aclaramos que el índice de Ruralidad no fue calculado por el consultor; por lo que no fue en éste estudio en el que se estimaron los tiempos de desplazamiento a partir de una línea recta. En concordancia con el comentario, damos razón al hecho de que el Índice de Ruralidad no llega al detalle que se quisiera para la complejidad que representa la atención a los circuitos; sin embargo, el Índice de Ruralidad es la información más elaborada y unificada que existe al respecto del tema de la ruralidad y resulta un punto de partida obligado.

- El consultor propone nuevos grupos de calidad que son determinados con base en los niveles de ruralidad, con los inconvenientes ya señalados, y una función de riesgo construida a partir de cinco variables numéricas: nivel cerámico, precipitaciones, elevación, densidad de descargas, días de lluvia y una categoría de salinidad, que no son independientes, por lo que se solicita soportes de independencia de estas variables.

R/. En el capítulo 14 del Informe Final (Figura 14-1) se describe el método usado (componentes principales), la interrelación entre las variables puede observarse en forma gráfica mediante el ángulo entre las diferentes variables. Variables como “elevación” y “temperatura” son totalmente dependientes y puede descartarse una de las dos; otras como por ejemplo “precipitación” y “días con lluvia”, que podría pensarse están relacionadas, muestran no tener una relación tan directa y se justifica que ambas se consideren para la elaboración de un índice que cubra toda la variabilidad.

- Parece que el nivel de calidad alcanzable fue establecido por el consultor mediante el indicador SAIDI que podría ser logrado por los circuitos pertenecientes a cada grupo de calidad. Consideramos que es muy importante definir tanto los indicadores como los niveles alcanzables de cada indicador por diferentes ámbitos: global, grupal y por transformador, asignando a cada ámbito el propósito correspondiente.

R/. Consideramos que este comentario hace parte del alcance del estudio posterior que actualmente adelanta la CREG.

- Con respecto al análisis de la salinización y su relación con las fallas y el AOM, es incorrecto que la salinización por sí sola no produzca fallas sino que solo debilita a los aisladores los cuales solo fallan por sobretensión, como se afirma en el estudio. Al contrario, la salinización por sí sola y en conjunto con otros aspectos ambientales como el viento, la contaminación, y la humedad causa: i) el daño total del aislador sin necesidad de sobretensión; ii) corrosión y rotura de conductores, puentes, herrajes y estructuras que causan las fallas más frecuentes en el sistema eléctrico de ELECTRICARIBE, especialmente en las ciudades de Barranquilla y Cartagena.

R/. Damos razón a los tipos de daños producidos por la salinización que menciona el comentario, sin embargo el estudio tuvo como alcance considerar buenas prácticas de AOM y el lavado de las redes es un aspecto asociado al mantenimiento. La forma de considerar la salinidad en el estudio produce que el nivel de riesgo en la Región Caribe aumente a valores de medio o alto, lo que resulta consecuente al hacer comparaciones con los riesgos en otras regiones con valores de externalidades extremas.

- En referencia a la afirmación que hace el estudio sobre el tipo de aisladores utilizados en la Llanura Caribe, en el sentido que son suficiente 15 días para generar deterioro crítico del aislamiento, y adicionalmente concluir que la salinidad no es una causa de falla, sino una condición de debilitamiento de la red debidas a las prácticas de diseño y mantenimiento de las redes, Electricaribe considera que la afirmación es errada y confirma que las características de los aisladores citados en la Figura 12-23 (Página 373) del estudio no se corresponden con los utilizados por la empresa en zonas con alta salinidad.

R/. Los datos de los aisladores relacionados en el estudio fueron suministrados directamente por Electricaribe. El día 3 de diciembre de 2013 se recibió la información mediante correo electrónico por parte de ELECTRICARIBE del tipo de aislador más usado para los niveles de tensión 2 y 3. La tabla a continuación fue la respuesta a esta petición.

Nivel 2 (7.2 kV - 15 kV)
Aislador Híbrido Tipo Postes
Aislador Porcelana Tipo Postes (ANSI 57-1)
Aislador Composite Tipo suspensión 13,2 Kv_ 70KN
Aislador Porcelana suspensión ANSI 52-9
Nivel 3 (23 kV - 34.5 kV)
Aislador Porcelana Tipo Postes (ANSI 57-3)
Aislador Composite Tipo suspensión 34,5 Kv_ 70KN
Aislador Porcelana suspensión ANSI 52-4

- En la Tabla 3, efectuamos un comparativo entre las distancias de fuga de los aisladores utilizados por Electricaribe para las zonas con alta salinidad y las recomendaciones indicadas por el estudio. Los aisladores especificados en la norma de Electricaribe para 13.2 kV superan las recomendaciones del estudio de Keraunos y de la Universidad del Valle, y en el nivel de tensión 34.5 kV los valores de distancia de fuga son inferiores a las recomendadas en el estudio de Keraunos pero se ajustan a las indicados en el estudio de la Universidad del Valle. En el caso de aisladores de suspensión polimérico se utilizan en distancia de fuga 1085 mm.

Tabla 3. Comparativo distancia de fuga Norma ECA vs Recomendaciones Keraunos.

Nivel de Tensión	Función	Aislador	Distancia de fuga requerida por norma.	Distancia de fuga Aisladores instalados por ECA	Distancia de fuga recomendada Keraunos
13.2 kV	Poste	PH-13,2 Híbrido	465 mm	>=540 mm	496 mm
	Suspensión	ANSI DS28 Polimérico	550 mm	>=550 mm	496 mm
34.5 kV	Poste	ANSI 57-5 Porcelana	1143 mm	>=1143 mm	1297 mm
	Suspensión	ANSI DS46 Polimérico	1085 mm	>=1085 mm	1297 mm

R/. Agradecemos la aclaración. Los datos reportados en el informe corresponden a los suministrados por Electricaribe.

Otra afectación de la contaminación en la Región Caribe, que no se considera en el estudio y con presencia especialmente en la ciudad de Barranquilla sobre los aisladores de tipo polimérico, es la combinación de contaminación, acompañada de los fuertes vientos, humedad y altas temperaturas crean un efecto de deterioro acelerado en los compuestos químicos de estos aisladores y en la superficie del aislamiento, reduciendo su vida útil a cinco años.

Solicitamos a la Comisión tener en cuenta los comentarios planteados en esta comunicación, dentro del proceso de definición de la metodología para evaluar los avances en los indicadores de calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, y quedamos a su disposición para ampliar o aclarar los puntos que considere convenientes.

5 EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA – EEC

A continuación se presentan en detalle los comentarios de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. sobre el estudio de calidad publicado por la CREG mediante la Circular 036 de 2014.

Es importante resaltar que la regulación que se defina sobre calidad del servicio debe ser integral y consistente con la metodología de remuneración de la actividad de distribución y con el punto de partida de calidad de cada sistema. Para facilitar su tratamiento a continuación se ha seccionado por temas:

Indicadores de calidad del servicio

- Resaltamos de manera positiva la utilización por parte del consultor del SAIDI como indicador comparativo internacional en el análisis y la propuesta efectuada sobre niveles de calidad; aunque es importante unificar la metodología de cálculo y definir los parámetros específicos a ser tenidos en cuenta. Si bien, se entiende que la metodología corresponde con la establecida en la norma IEEE 1366, es necesario que se definan aspectos específicos para el cálculo; en particular, se debe determinar la cantidad de tiempo límite para considerar una interrupción como un evento momentáneo excluido del cálculo.

Al respecto de este lapso, la norma mencionada contempla una duración de 5 minutos como una duración razonable para el restablecimiento del servicio de un equipo de maniobra. Aunque bajo la regulación vigente este límite se encuentra en 3 minutos, se sugiere considerar el tiempo propuesto por la IEEE, ya que este podría llegar a incluir los re-cierres que no son automáticos o que requieren una operación en sitio.

Así mismo, el cálculo debe ir acompañado de la exclusión de eventos cuya causa no es gestionable por el Operador de Red; aunque hoy la regulación contempla un listado, en él se omiten varias causas imprevisibles y no gestionables, lo cual es tratado de manera específica más adelante en el numeral 4 de este documento.

Por otro lado, en el estudio no se observó un análisis ni propuesta sobre el SAIFI. Si bien es apropiado que el regulador establezca un indicador que refleje la frecuencia de las interrupciones, es necesario que previamente se efectúe un análisis de la información y los niveles actuales, además que los estándares se fijen de manera paulatina y coherente con los de SAIDI. Lo anterior, teniendo en cuenta que la suma de la gestión en la duración y la frecuencia le permitirá al usuario disfrutar una mejora calidad del servicio.

R/. Aunque en las simulaciones realizadas en NEPLAN se incluyó un análisis del SAIFI, para el análisis comparativo se utilizó el SAIDI.

Grupos de Calidad

- De manera consistente con lo planteado en la Resolución CREG 079 de 2014, el consultor propone una matriz tres por tres (nueve cuadrantes o grupos de calidad) en la cual pretende reflejar las condiciones exógenas a las que están expuestas las redes, a través de la definición de un nivel de riesgo (alto, medio y bajo, según externalidades analizadas), y de un nivel de ruralidad (tres conglomerados).

El primer criterio, **la función de riesgo**, contempla variables exógenas (no gestionables por el OR) como lo son: precipitación, promedio de días de lluvia anuales, nivel cerámico, elevación, densidad de descargas a tierra, y salinidad (en los casos que aplique). Con respecto a la información analizada para estas variables, el consultor indica que trabajó en lo posible con los datos disponibles de fuentes estatales y del sector privado. Para las dos primeras variables se consideran datos del periodo 1971 - 2000, que si bien parece extenso podría no estar incluyendo eventos climáticos extremos más recientes como la ola invernal ocurrida en 2011.

R/. El estudio tuvo como base el uso de información unificada y oficial disponible al momento de su realización.

- Si bien estas variables impactan en el desempeño de la red en lo que respecta a la continuidad del servicio, y el análisis estadístico efectuado fue amplio, existen variables exógenas cuya inclusión en la función de riesgo valdría la pena analizar por su impacto en los indicadores de calidad; entre ellas se encuentran: la arborización o densidad de vegetación, la disponibilidad y estado de las vías de acceso, y la seguridad ciudadana. Esta última está relacionada con la particularidad que existe en ciertas zonas geográficas del país con dificultad de acceso para la operación o mantenimiento de las redes por restricción de grupos al margen de la Ley, y se puede trabajar con base en modelos probabilísticos. El objetivo consiste en reflejar de la mejor manera posible las variables exógenas que ponen en riesgo la continuidad del servicio.

R/. Damos toda la razón al comentario, en el sentido que hay una serie de otros factores que influyen a modo de externalidad en la confiabilidad de las redes; sin embargo, información actualizada sobre densidad de vegetación, la disponibilidad y estado de las vías de acceso no se encuentra disponible en las entidades oficiales. Así mismo, los problemas de orden público sin duda son factor muy relevante; no obstante el alcance del estudio no incluía problemáticas de tipo social. Con esto no queremos decir que no deban considerarse, simplemente no estaban en el alcance del estudio.

- En cuanto al segundo criterio, **nivel de ruralidad**, consideramos que con la información utilizada no sería el más adecuado por cuanto no permitiría reflejar las condiciones reales en las que se extienden las redes, y por tanto, bajo las que se debe efectuar la operación y mantenimiento (incluida la atención de fallas).

R/. El estudio tuvo como base el uso de información unificada y oficial; en el caso específico del nivel de ruralidad, la referencia usada contiene la información más completa y consolidada que existe. Con lo anterior no queremos decir que no haya razón en que la “ruralidad” tiene una complejidad mayor a la medida por el índice de ruralidad – IR, pero el índice proporciona una aproximación metodológica más aterrizada que la tenida en cuenta hasta el momento en la regulación en donde únicamente se considera la cantidad de habitantes. La información del IR que existe tiene como unidad de cálculo el municipio y es la unidad menor posible que se puede usar para realizar las comparaciones.

- El índice de ruralidad utilizado en la propuesta corresponde al identificado para los municipios del país por el PNUD¹ con base en criterios de distancia y tamaño de la aglomeración, considerando que un municipio es rural si: (a) la densidad es menor de 150 habitantes por kilómetro cuadrado y (b) se requiere más de una hora de transporte terrestre para llegar a una ciudad que supere los 100.000 habitantes, contemplando la distancia en línea recta en el mapa teniendo en cuenta que, según lo indicado por el consultor, no se cuenta con este tipo de estadísticas; sin embargo, sí es importante que se contemple la topografía.

R/. Se aclara que el Índice de Ruralidad, ni las suposiciones tenidas en cuenta para calcularlo son objeto del presente estudio. Es correcto afirmar que el Índice de Ruralidad no entra al detalle de muchos factores que pueden afectar la atención a un circuito en una región; sin embargo, es la información oficial más elaborada para cumplir con el alcance del estudio de considerar el nivel de ruralidad.

- En esta propuesta, se está dando un tratamiento agrupado por municipio, lo cual hace que se aglomeren y comparen bajo un mismo criterio poblaciones de mayor dispersión o ruralidad que una cabecera municipal como lo son los corregimientos, caseríos y veredas. Adicional a ello, tomar el desplazamiento considerando una distancia en línea recta desestima de manera categórica las condiciones topográficas del terreno que los operadores tienen que enfrentar para operar y mantener las redes, y que por tanto afectan los tiempos de atención de fallas. Este desplazamiento está limitado por las condiciones de acceso, el estado de las vías, la existencia de caminos transitables y en ocasiones el cruce de cauces de agua. Adicionalmente, estas condiciones no son estáticas por cuanto dependen de escenarios climáticos y el mantenimiento de las vías, lo que implicaría que dichas condiciones sean monitoreadas con cierta periodicidad.

Bajo estas consideraciones se estaría, por poner un ejemplo, equiparando la ruralidad de la cabecera municipal de Medina con la de veredas como Jagua, cuando el tiempo de desplazamiento promedio entre la primera y la segunda población puede llegar a ser el doble aunque se trata del mismo circuito. La calidad del servicio en casos como este, se pueden diferenciar hoy día ya que por la cantidad de habitantes, el primero está clasificado en el grupo de calidad 3 mientras la vereda en el grupo 4 (según lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008), a pesar de que no existen metas diferenciadas.

R/. De acuerdo con la observación; sin embargo, dicha información para poderse incluir en la metodología debe ser en lo posible oficial y unificada, y como tal no existe. En el numeral 12.9.4 del Informe Final del estudio se muestra un ejemplo de modelo de tiempo de reparación aterrizado a las condiciones reales, que incluye aspectos como el día y hora de la falla; de igual forma en las conclusiones se propone la construcción de ese modelo para Colombia; en este aspecto los operadores de red son quienes tendrían la información para elaborar un mejor modelo. Dicho modelo, ni la especificación de un índice de ruralidad diferente hacen parte del alcance del estudio.

Lo anterior, pone en evidencia que el componente rural estaría mejor representando en los grupos de calidad establecidos en la regulación vigente.

Por lo tanto, se requiere corregir el criterio del nivel de ruralidad, para lo cual se proponen las siguientes alternativas con el propósito de que el índice de ruralidad refleje de manera más fiel las características propias de cada mercado:

¹ Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. El consultor indica haber tomado el índice de Ruralidad (IR) del Informe Nacional de Desarrollo Humano (INDH).

- a. Aplicar un factor de ajuste al índice de ruralidad propuesto por el consultor.
- b. Solicitar a los operadores la información disponible sobre tiempos de desplazamiento desde las cabeceras municipales a los puntos de la red donde se efectúan operaciones².
- c. Mantener los grupos de calidad vigentes.

Es claro que las dos primeras opciones requerirán de cierta información cuya disponibilidad en el corto plazo no está asegurada. En todo caso, independiente del método que se adopte para la fijación del nivel de ruralidad, es necesario que posterior a la agrupación se verifique la homogeneidad entre los integrantes de un mismo grupo. Adicionalmente, se propone que la distribución en los grupos se efectúe por transformadores en lugar de circuitos. Un circuito puede cubrir más de un municipio, y cada uno de estos municipios puede tener condiciones de riesgo y ruralidad diferentes; por tanto, la clasificación a nivel de transformador sería más cercana a las condiciones reales del municipio, mientras que a nivel de circuito tendería a ubicar las condiciones de todos los puntos del circuito en el centro poblado más grande que se alimente con éste.

R/. Dado que el comentario no hace parte del alcance del estudio, este fue remitido a la CREG.

Metas y compensaciones

- El consultor emitió una propuesta de niveles de calidad proyectados (Tabla 15-3 del informe del estudio), que están basados en circuitos que no son representativos de los sistemas de distribución del país. Así mismo, aunque las proyecciones consideran el comportamiento internacional, no se indica el momento en el cual éstas podrán ser alcanzadas. Tampoco se precisa, en caso de que esta corresponda a metas globales del país, cómo se efectuará la desagregación de dichos niveles para cada distribuidor.

R/. Debe tenerse en cuenta que la selección de un conjunto de circuitos de los diferentes OR y niveles de tensión buscaba hacer una representación del amplio espectro de circuitos del país para la construcción de un modelo general de indicadores de calidad alcanzables. Importante aclarar que el análisis del tiempo requerido para alcanzar tales metas de calidad no hacen parte de este estudio.

- Reiteramos la importancia de establecer las metas por Operador de Red, basado en el punto de partida de cada OR (condiciones actuales), en las inversiones y los costos y gastos ACM que se le aprueben para su consecución anuales y a largo plazo (por lo menos para dos periodos tarifarios). Lo anterior, con el fin de dar estabilidad a las señales regulatorias y proporcionar mayor garantía a los usuarios y al mercado en general en cuanto al cumplimiento de las metas.

Es relevante que las metas que se definan sean consistentes con la disposición a pagar de cada segmento de usuarios, lo cual aportaría, junto con las inversiones aprobadas, al incentivo en su consecución. Con este propósito, se sugiere al regulador complementar la propuesta actual con un estudio para determinar los valores esperados por los usuarios en los diferentes segmentos del mercado y su disposición a pagar por determinados niveles en la continuidad de su servicio.

² Para este cálculo se pueden adoptar diferente métodos estimativos; no obstante, considerando la información que los Operadores de Red puedan tener disponible se podría calcular como la suma de: (a) el tiempo de desplazamiento de la cabecera municipal al punto concentración o despacho de las cuadrillas, y (b) el promedio de los tiempos de traslado a los diferentes puntos lejanos del municipio, considerando las atenciones u operaciones de un periodo de tiempo. Sin embargo, este dependerá de la disponibilidad de información.

R/. Este punto hace parte del alcance de un estudio actualmente en ejecución. No hizo parte del alcance del estudio en discusión.

- Ahora bien, con el fin de facilitar el seguimiento sobre el cumplimiento de las metas y su implementación en la compensación a los usuarios, se plantea que las metas de largo plazo (a más de cinco años) se traduzcan en una senda de metas anuales para seguimiento respecto al avance en la meta global y que el incentivo/castigo hacia los usuarios se mida mensual o trimestralmente con respecto a un indicador acumulado anual. Adicionalmente, se mantenga una banda de indiferencia que represente una desviación aceptable en el comportamiento de los indicadores. Esta propuesta está orientada a mitigar el impacto de posibles incentivos o sanciones no justificadas por aspectos inherentes al comportamiento de la calidad del servicio como lo son la estacional y distanciamientos típicos respecto a los estándares.

R/. Dado que el comentario no hace parte del alcance del estudio, este fue remitido a la CREG.

Exclusiones

- A pesar de que el consultor no se refiere a las causas de interrupciones que deben excluirse del cálculo de los indicadores, es importante que las mismas se separen entre gestionables y no gestionables. Adicionalmente, que al listado hoy vigente se adicionen como excluibles las correspondientes a fuerza mayor, las atribuibles a otros Operadores de Red, daño a infraestructura por parte de terceros, hurto de infraestructura, e interrupciones originadas por la ejecución de los planes de inversión y mantenimiento preventivo; ya que en casos de empresas con alta ruralidad se requieren suspensiones del servicio, debido a que no se cuentan con suplencias.

La solicitud de exclusión de eventos originados por otro Operador de Red está basada en que el Operador en la actualidad asume frente al usuario la responsabilidad en los efectos de las interrupciones y las herramientas para repetir contra el verdadero responsable sólo son el ámbito jurídico que generalmente no poseen la agilidad suficiente.

R/. Dado que el comentario está fuera del alcance del estudio, fue remitido a la CREG.

Metodología del estudio

- El consultor no atendió la totalidad del alcance del estudio, y en particular los literales g) y k) que indicaban que el consultor identificaría los circuitos representativos para cada OR y a través de simulaciones en cada uno de estos estimaría los niveles de calidad alcanzables en estas redes.

R/. Conforme a lo definido en los numerales g) y k), dentro del estudio se identificaron los circuitos representativos de cada OR y se simularon los circuitos en los cuales los OR suministraron la información requerida en el plazo requerido. Por lo cual se atendió el alcance de todos los numerales del estudio incluyendo los citados en el comentario. Los niveles de calidad alcanzables se determinaron para estos circuitos y con base en estos se construyó un modelo a nivel de país. El objetivo no era construir un modelo para un OR específico. Los OR están implícitos en el modelo general de niveles de calidad alcanzables.

- En la explicación del análisis estadístico efectuado por OR en el numeral 2 indica que para la EEC se dice: "Presentan errores en la ubicación espacial de algunos transformadores en la base de datos de calidad";

no es claro a que se refiere el supuesto error; inclusive, la Empresa no recibió solicitud de aclaración al respecto a la que pudiera dar alcance y mejorar la información en el análisis.

R/. En algunos circuitos tomados en consideración, se encontraron datos de coordenadas de latitud y longitud erróneas de transformadores reportadas en la base de datos de calidad del SUI. Por ejemplo, según esta base de datos, el circuito No. 802322 tiene 17 transformadores, 15 de los cuales tienen asociados coordenadas ubicadas sobre el pie de monte llanero y tan solo 2 transformadores tienen coordenadas situadas en cercanías al municipio de puerto salgar.

- Entendemos que el análisis multivariado corresponde a la estadística de la información y que la misma ayudó al consultor a tener un mayor entendimiento de las características de los circuitos de nivel 2 y 3. Aunque en principio sólo dos variables (longitud total del circuito y potencia promedio por transformador) y un solo conglomerado (para el caso de la EEC) pareciera escaso, se resalta la consideración de criterios climatológicos y externalidades en la definición de variables que afectan directamente la calidad del servicio. Se reitera que el criterio de ruralidad debe ser revisado y reestructurado con el fin de reflejar de mejor manera la realidad de los sistemas de distribución, como se abordó en el numeral 2 de este documento.

R/. Ver respuestas anteriores relacionadas con el nivel de ruralidad.

- En el análisis de aspectos climatológicos y ruralidad para la EEC que se detalla en el Anexo C del estudio, se observó que existen circuitos cuya ubicación es equivocada, por ejemplo circuitos de Puerto Salgar, zona norte del Departamento de Cundinamarca se encuentran ubicados en el Piedemonte Llanero.

R/. Para la ubicación de los circuitos se tomó en cuenta la información de la base de datos de calidad de transformadores suministrada la CREG. Como se indicó anteriormente existen inconsistencias en las coordenadas de latitud y longitud de algunos transformadores.

Definición de circuitos representativos y típicos

- Los circuitos representativos y típicos no reflejan la realidad de las redes de distribución de Colombia; y de manera particular los circuitos de la EEC y su comportamiento. Así mismo, no queda claro si incluyó en las simulaciones todos los equipos que lo componen.

R/. No se consideraron elementos de corte, protección y maniobra, ni suplencias; la explicación está dada por el alcance del estudio y el orden metodológico que ha definido la CREG para el desarrollo del estudio en discusión y el estudio posterior actualmente en desarrollo (con alcances hacia la definición de niveles de calidad reales, óptimos y exigibles).

- Estos circuitos y la información con la cual se efectuó el análisis son teóricos y como tal difícilmente reflejarían la realidad de los sistemas.

R/.Es esperada la diferencia que existe entre los niveles estimados en el estudio y los reales que tienen los operadores de red, toda vez que los niveles estimados se obtuvieron a partir de tasas de fallas asociadas con las principales externalidades y considerando buenas prácticas de AOM, con circuitos como si fueran nuevos, y sin considerar otros factores como deterioro, envejecimiento de las redes, otros tipos de falla, problemáticas sociales, entre otros.

6 EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA

Ante todo queremos manifestar que el estudio sometido a consideración representa un significativo avance en la caracterización de las redes de distribución del país, así como, un esfuerzo importante en la determinación de las condiciones endógenas y exógenas que inciden en calidad del servicio prestado por los operadores de red.

El estudio en mención, cuyo objetivo general era la identificación de los circuitos representativos de cada uno de los OR, la selección de variables que permitieran la caracterización y redefinición de los grupos de calidad y la determinación de los límites alcanzables en términos de indicadores de calidad del servicio, cumple ampliamente con el alcance previsto en su desarrollo.

De los análisis estadísticos efectuados por el Consultor, se identificaron dos variables relevantes que facilitan la caracterización y homogenización de los grupos: “*Longitud Total del Circuito*” y “*Potencia Promedio por Transformador*”. De igual forma, basados en la determinación de conglomerados (clústeres), se concluye que las redes se pueden clasificar en tres (3) conglomerados básicos: “*muy urbanas*”, “*intermedias*”, y “*muy rurales*”. Consideramos que las variables y los conglomerados identificados resultan adecuadas en términos de su poder discriminante.

Así mismo, en la definición de los circuitos representativos se tuvieron en cuenta además de sus características físicas y eléctricas, externalidades como: Nivel Ceráunico, Densidad de Descargas a Tierra, Precipitación, Días con Lluvia, Elevación, Temperatura, Velocidad del Viento, Ruralidad, Fisiografía (Salinidad y Contaminación) y Amenaza por Deslizamiento, que permitieron la construcción de la que denominan “*Función de Riesgo R*”, que permite definir el entorno en el que los OR prestan el servicio.

Se destacan las siguientes conclusiones del Estudio:

- En Colombia, la indisponibilidad de las redes es explicada en un 88% por las variables que caracterizan el tiempo severo (rayos, precipitación intensa, vientos).
- En Colombia, la vida útil de los transformadores varía en función de tres (3) escenarios de riesgo definidos por el entorno (principalmente rayos): riesgo alto, medio y bajo. En un escenario de riesgo alto, la vida útil promedio es de 5 años (0,5 fallas/año), para zonas de riesgo medio, la vida útil promedio es de 5 años (0,2 fallas/año) y para zonas de riesgo bajo, la vida útil promedio es de 7 años (0.14 fallas/año).
- La “Función de Riesgo” planteada por el Consultor, tiene la propiedad de discriminar en forma clara regiones afectadas y no afectadas por distintas externalidades.
- Es necesario construir un modelo de tiempos de reparación propios para Colombia. Esta variable responde en gran medida al nivel de ruralidad. Los tiempos de reparación responden a condiciones particulares de cada país y no son extrapolables.
- Los grupos de calidad pueden ser conformados con base en una matriz que considere: los niveles de riesgo alto, medio, bajo; y cinco niveles de ruralidad, dando como resultado quince (15) grupos. Los niveles de riesgo tienen implícita la tasa de fallas que pueden esperarse en los circuitos de cada región, mientras que los niveles de ruralidad tienen implícito los tiempos de reparación esperados.

- Por similitud en las valoraciones de los efectos de los niveles de ruralidad, éstos podrían agruparse en tres niveles, de tal manera que los grupos de calidad podría reducirse a nueve (9).
- Los niveles de calidad alcanzables en Colombia pueden fijarse con los siguientes criterios: i) riesgo bajo, comparables con referentes internacionales; ii) riesgo medio, comparables con referentes de países tropicales; y iii) riesgo alto, no se encuentran referentes, habría que definirlos.
- El fortalecimiento de la calidad del servicio que presentan los OR, involucra tanto mejoras tecnológicas, como cambios en la concepción de mantenimientos. El reconocimiento de inversiones tendientes a incorporar nueva tecnología redundará en menores tiempos de fallas y en menor cantidad de clientes afectados, mejores indicadores de calidad, mayor vida útil de los activos, menores costos de mantenimiento, menor contaminación, mayor seguridad en la operación, menores costos operativos y mayores ventas, alcanzando una calidad del servicio de clase mundial.

Esperamos que el valor agregado que presentan este Estudio, se vea reflejado tanto en la nueva metodología que expida la CREG sobre Calidad del Servicio, como en la nueva metodología de Remuneración de la Actividad de Distribución que llegue a adoptarse, incorporando, sino la totalidad, si la mayoría de las recomendaciones efectuadas por el Consultor.

7 DISPAC

- En lo que respecta a la calidad del servicio el tema de ruralidad está bien enfocado, no obstante resulta necesario considerar los tiempos que las empresas emplean para poder atender las fallas en la prestación del servicio, de acuerdo con los medios de transporte disponibles en el área (terrestres o fluviales), la facilidad de acceso a los puntos, que en muchos casos no permiten el desplazamiento de grúas o vehículos para el transporte de personal, materiales y equipos; y las dificultades de desplazamiento en zonas con alteración del orden público particularmente en horas nocturnas.

R/. El estudio tuvo como base el uso de información unificada y oficial; en el caso específico del nivel de ruralidad, la referencia usada contiene la información más completa y consolidada que existe. Con lo anterior no queremos decir que no haya razón en que la "ruralidad" tiene una complejidad mayor a la medida por el índice de ruralidad, pero el índice proporciona una aproximación metodológica más aterrizada que la tenida en cuenta hasta el momento en la regulación en donde únicamente se considera la cantidad de habitantes. La información del IR que existe tiene como unidad de cálculo el municipio y es la unidad menor posible que se puede usar para realizar las comparaciones.

- Consideramos que el estudio de calidad no considera la estrecha relación que existe entre la remuneración de la inversión, la remuneración de los gastos de AOM y la remuneración de la calidad como factores que determinan la disponibilidad de ingresos para gestionarla.

R/. Dado que el comentario está fuera del alcance del estudio, fue remitido a la CREG.

- De otra parte, no se observa en el estudio de calidad que se haya realizado un ejercicio que establezca cuales han sido los resultados de la actual metodología de incentivos. ¿Cuáles aspectos pueden mejorarse y cuales deben conservarse?

R/. El comentario está fuera del alcance del estudio, fue remitido a la CREG.

8 COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE - CEO

En lo referente a la identificación y análisis de externalidades:

- Según las obligaciones que se le asignan al consultor a través del contrato N. 026 de 2013, era necesario que el mismo identificara y analizara otros aspectos y externalidades que pueden afectar la calidad del servicio a los usuarios de los Sistemas de Distribución Local. No obstante, el estudio se queda corto al determinar que la única externalidad adicional se atribuye al riesgo que representa la remoción en masa y los deslizamientos.

En el caso específico del departamento del Cauca, sería prudente considerar otro tipo de externalidades tales como por ejemplo, la presencia de grupos armados al margen de la Ley, los cuales atacan constantemente contra la infraestructura eléctrica de la zona y por consiguiente, generan afectación en la calidad y continuidad del servicio. Tal es el riesgo que representa la condición en la alteración del orden público, que el mismo consultor en la biografía que cita, menciona el estudio "Terrorism and the Electric Power Delivery System", Washington, DC: The National Academies Press, 2012. No obstante, en ninguna parte del análisis se hace referencia a tal condición.

Si bien es cierto que las afectaciones a la continuidad del suministro causadas por actos de terrorismo se consideran excluidas dentro del esquema actual, es preciso advertir que este factor indiscutiblemente impacta la calidad del servicio que percibe el usuario y que en muchos de los casos, no es posible para el Operador de Red sustentar las exclusiones atribuidas a estas causas bajo las exigencias regulatorias actuales.

R/. Damos toda la razón al comentario, en el sentido que hay una serie de otros factores que influyen a modo de externalidad en la confiabilidad de las redes y los problemas de orden público sin duda son factor muy relevante; no obstante, el alcance del estudio no incluía problemáticas de tipo social. Con esto no queremos decir que no deban considerarse, simplemente no estaban en el alcance del estudio.

- Otra situación exógena que afecta directamente la calidad del servicio de energía eléctrica, la cual es muy recurrente en el departamento del Cauca, es la manipulación por parte de terceros y sin consentimiento de la Compañía, de las redes del sistema de distribución de energía eléctrica. Esta situación, aparte de representar un riesgo para la seguridad de las personas y de la infraestructura misma, ocasiona un gran deterioro en la calidad y confiabilidad del servicio, sin contar además, la afectación financiera que representa para la Compañía por el incremento en los niveles de pérdidas de energía eléctrica ocasionadas por las conexiones ilegales.

R/. Ídem.

- Adicional a lo anterior, es recurrente que la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Cauca, cuya infraestructura eléctrica es predominante aérea, se ve seriamente afectada por la presencia de fuertes vientos durante los meses de julio y agosto, los cuales sin llegar a ser

categorizados como huracanes o tornados, producen reiteradas salidas de los circuitos de 13.2 kV y 34.5 kV a causa de la caída de ramas sobre las líneas. Si bien es cierto que las brigadas de mantenimiento efectúan podas periódicas sobre la red eléctrica, las características específicas de la vegetación existente en la zona, hacen que las actividades preventivas de mantenimiento en algunos casos, no sean suficientes para controlar el efecto nocivo causado por los vientos

Preocupada por esta situación irregular que altera la condición normal de la prestación del servicio en el área de influencia del SDL y con el fin de mantener en observación y seguimiento constante dicho fenómeno, la Compañía Energética de Occidente dispuso instalar algunas estaciones meteorológicas en las subestaciones San Bernardino y Popayán. Resultado de los registros detectados por las estaciones meteorológicas durante la semana comprendida entre el 12 y 18 de julio de 2014, se evidenció la presencia de vientos que alcanzaron velocidades entre 40 km/h y 50 km/h, tal y como puede observarse en las siguientes gráficas:

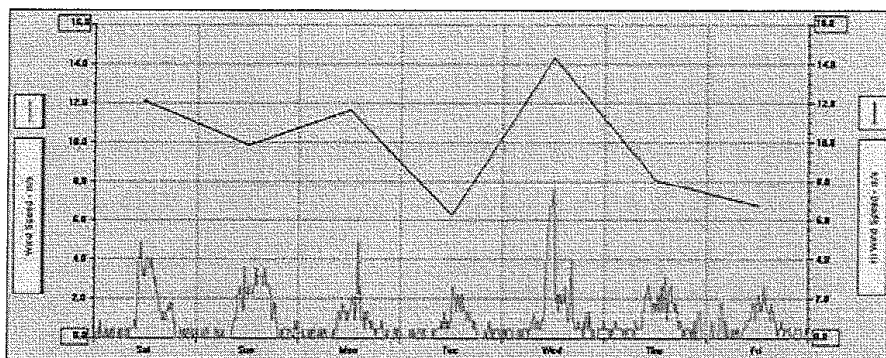


Ilustración 1. Gráfica de Vientos Subestación Popayán. Fuente: EM Subestación Popayán.

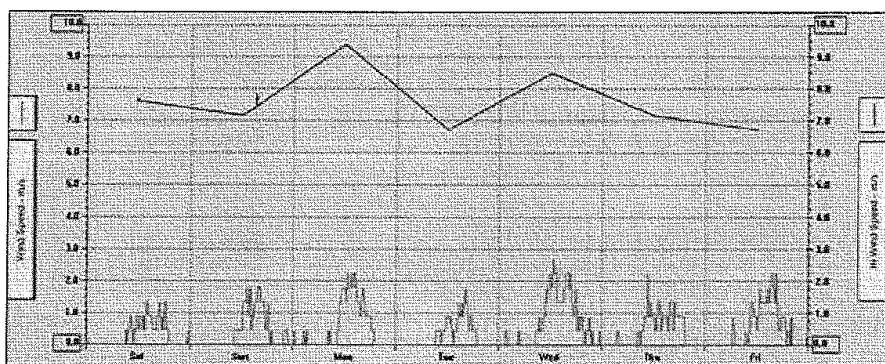


Ilustración 2. Gráfica de Vientos Subestación San Bernardino. Fuente: EM Subestación San Bernardino.

Así las cosas, y con base en los registros anteriormente expuestos, muy comedidamente se solicita a la Comisión, para que considere dentro de la nueva propuesta regulatoria, incluir el tema de vientos como un componente de las externalidades meteorológicas que afectan la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica y a su vez, estime la posibilidad de considerar estos efectos como excluibles del esquema de calidad, cuando las causas de estas interrupciones no puedan ser gestionables por el Operador de Red.

R/. Los vientos fuertes hacen parte de los eventos de tiempo severo; en el numeral 12.9 del Informe Final se describe como las tasas de falla asociadas a vientos dejan de ser igual a 0 cuando los valores de velocidad medios son superiores a 8 m/s, según las referencias consultadas; sin embargo, la información de vientos disponible en Colombia de entidades como la UPME y el IDEAM presenta valores medios que en general no superan los 4 m/s en las áreas de operación del SIN (ver Figura 5-5); la información disponible tampoco comprende datos específicos de ráfagas o vientos intensos, por lo tanto no puede de allí inferirse una tasa de fallas y si se calculara el resultado sería de 0 fallas/km-año para la totalidad de los circuitos; en el estudio, a pesar de que los vientos medios fueran inferiores a 8 m/s, se consideró un factor asociado a este parámetro pero derivado de estadísticas en artículos internacionales.

Queremos resaltar y felicitar el esfuerzo de CEO en implementar y operar estaciones meteorológicas; como ya se ha explicado, la cobertura de estaciones en Colombia es muy baja, no incluyen todas las variables meteorológicas y por ende los datos son en algunos aspectos escasos. El ejemplo mostrado en este comentario alcanza velocidades de 11 m/s; es decir, corresponde con magnitudes asociados con fallas, pero al no contar con información unificada para todo el país y con un periodo de tiempo prolongado, no es posible derivar los valores exactos de tasas de falla y se ve la obligación de recurrir a factores aproximados.

Con base en este comentario, en nuestras recomendaciones del estudio hemos incluido integrar información de vientos con la que cuenten los operadores de red, en las que los valores medios superen los 8 m/s y de allí hacer una corrección a las tasas de fallas, dicha corrección podría derivarse de modelos como el presentado en la Figura 12-16 del informe final del estudio.

En lo referente a la clasificación del nivel de ruralidad:

- En lo que se refiere a la evaluación que se le asigna al Consultor para que identifique, diferencie y clasifique el nivel de ruralidad existente en los diferentes municipios del país donde se encuentran ubicadas las redes de distribución de energía eléctrica del SIN, el consultor indica que la distinción efectuada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) podría ser inadecuada al no contemplar las dinámicas sociales y económicas que se generan en algunas regiones del país y por tanto, propone la utilización del índice de ruralidad (IR) utilizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, en su Informe Nacional de Desarrollo Humano (INDH) para el año 2011, el cual pretende identificar qué tan rural es un municipio frente a los demás y se destaca por separar la caracterización espacial de cualquier consideración socioeconómica.

Se considera por parte de la Compañía que el índice que utiliza el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, el cual fue propuesto por The Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) y el Banco Mundial, en ninguna medida responde a las condiciones y necesidades del país, toda vez que, no es tan simple determinar el tiempo de desplazamiento terrestre requerido entre una población y otra, debido a diversos factores tales como, los medios de transporte utilizados para el desplazamiento los cuales no son explícitos en la metodología, la calidad o existencia de infraestructura vial, las condiciones topográficas de las zonas, las condiciones para el acceso a las poblaciones, entre otros.

De igual forma, se considera que la presunción que aplica el consultor en su metodología para definir las distancias entre poblaciones "a partir de la línea recta en el mapa desde cada municipio a las grandes ciudades dado que en el país no se hacen este tipo de estadísticas" resulta demasiado teórica y poco realista, teniendo en cuenta las condiciones fisiográficas y topográficas de Colombia y otros factores que afectan el acceso a algunas zonas del país.

Para lo anterior, hubiese sido adecuado medir el tiempo de acuerdo con los medios de transporte disponibles en el área, y no mediante un mapa trazando una línea, para ello debe realizarse un ejercicio de caracterización de las vías, o enviando un vehículo a recorrer las diferentes localidades que atiende la empresa.

R/. Se aclara que el Índice de Ruralidad, ni las suposiciones tenidas en cuenta para calcularlo son objeto del presente estudio. Es correcto afirmar que el Índice de Ruralidad no entra al detalle de muchos factores que pueden afectar la atención a un circuitos en una región; sin embargo es la información oficial más elaborada para cumplir con el alcance del estudio de considerar el nivel de ruralidad.

En lo referente a la construcción de la función de riesgo:

- Según establece el consultor, para la construcción de la función de riesgo se tomaron en cuenta inicialmente seis variables, cinco variables numéricas (Nivel Ceráunico, Precipitación, Elevación, Densidad de Descargas a tierra, Días con lluvia) y una categórica (Salinidad). De igual forma, y ante el resultado estadístico de la correlación existente entre la variable "precipitación" y "el nivel de ruralidad", el consultor decide excluir de la función de riesgo dicha externalidad aun cuando la misma ha sido criterio de selección fundamental dentro de todos los conglomerados en el desarrollo de la metodología. Se recomienda revisar si ante tal resultado estadístico, la exclusión de dicha variable de la función de riesgo no afecta la aplicación de la metodología.

R/. La variable nivel de ruralidad no fue excluida de la función de riesgo en forma arbitraria; no fue considerada dentro del Índice de Riesgo porque no es una variable de tipo meteorológico o climático que tenga asociada una tasa de fallas, es una condición del entorno que está más asociada con los tiempos de reparación y por tal motivo fue considerada en la matriz propuesta para definir posibles grupos de calidad.

En lo referente a los niveles alcanzables de calidad en Colombia:

- La comparación que se realiza dentro del estudio, y que pretende evaluar el desempeño de los niveles alcanzables en los indicadores de calidad en Colombia a la luz de los indicadores de continuidad de países de Norte América y Europa, se considera a cierto modo descontextualizada, toda vez que no es posible determinar metas de calidad a partir de supuestos que no tienen en cuenta las externalidades propias del entorno colombiano.

Sería prudente que la Comisión definiera bajo qué criterio específico y hasta qué punto los niveles de SAIDI alcanzables para Colombia obedecen a condiciones propias de la región, toda vez que una disminución del 56% en dicho indicador para alcanzar las metas de países tropicales y del 76% para alcanzar la tendencia mundial, a simple vista y bajo las condiciones ante la cual se presta el servicio de energía en Colombia resulta incongruente.

R/. El marco de comparación construido se elaboró con información de países de todas las latitudes. Este estudio en particular se concentró en analizar el contexto de las redes y en gran parte del Informe Final se habla de las condiciones extremas a que se enfrentan los circuitos en muchas zonas del país. La diferencia que existe entre los niveles obtenidos en el estudio y los reales que tienen los operadores de red es esperada y lógica, ya que los niveles estimados se hicieron a partir de tasas de fallas asociadas con las principales externalidades y considerando buenas prácticas de AOM, con circuitos como si fueran nuevos,

y no considerando muchos otros factores como son las problemáticas sociales, otros tipos de falla, el deterioro y envejecimiento de las redes, entre otros.

Por otra parte es importante citar que para el caso de la Compañía, la reposición de los transformadores de distribución implica una vida útil de aproximadamente 8 años.

En lo referente a la metodología para seleccionar los circuitos representativos:

- En la metodología empleada en la Resolución CREG 082 de 2002 se realizó una caracterización de las redes de distribución con 666 circuitos. En la Resolución CREG 097 de 2008 se realizó una caracterización por empresa que requirió una muestra de más de 10 mil circuitos, esa caracterización mostró cuan equivocada estaba la metodología empleada en la resolución CREG 082 de 2002 que consideraba a todas las empresas iguales. La inquietud es si para efecto de la remuneración por ejemplo a la Compañía se le estableció una muestra de 121 transformadores para aplicar la Resolución CREG 097 de 2008, tomar como muestra representativa un circuito que no es de la Compañía hace cuestionable los resultados del estudio.

R/. El objetivo del estudio no era analizar la representatividad para operadores de red en específico.

- Parte de la metodología propuesta para clasificar y agrupar los circuitos existentes en los Sistemas de Distribución Local del SIN obedece a un tratamiento estadístico de la información, donde los circuitos base se toman como los centroides de una serie de conglomerados aplicados al universo de circuitos de cada Operador de Red, cuyos criterios de clasificación en primera instancia estiman variables físicas y eléctricas.

Posteriormente, y cuando la metodología pretende seleccionar los circuitos representativos mediante la aplicación de criterios de clasificación que estiman externalidades, el estudio refiere que se han tomado los "circuitos centroides identificados en el informe 01". Dicho informe de manera explícita no se logra ubicar dentro del estudio, y por tanto, para el análisis del informe, se deben realizar presunciones que podrían prestarse para malas interpretaciones.

R/. Nos excusamos por la confusión. El "Informe 01" corresponde con los capítulos 1, 2 y 3 del Informe Final. El nombre de Informe 01 hizo referencia a la primera entrega parcial del estudio que posteriormente se integró al informe final; pero quedo un error en el documento final al no referenciarlos a los capítulos correspondientes. Todo el estudio está en el informe publicado por la CREG.

- Resultado de la aplicación de la metodología que permite seleccionar los circuitos representativos, se obtuvieron veinticuatro (24) circuitos los cuales se presume simbolizan el universo de todos los circuitos de distribución existentes en el SIN. En dicha selección se halla un circuito representativo para el departamento del Cauca identificado con el código A0110, propiedad de Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. ESP, que en ningún caso podría asemejarse a la complejidad del Sistema de Distribución Local del departamento, dado el limitado número de circuitos de dicha empresa posee en el departamento del Cauca.

Por lo anterior, la inclusión de dicho circuito excluye de los considerandos las características topológicas de la infraestructura eléctrica del departamento y a su vez, asume uniformidad en las condiciones sociográficas de la región, lo cual para ningún caso práctico representa la realidad.

R/. El estudio no estuvo enfocado en analizar operadores de red en específico, sino realizar una evaluación global a escala de país. El resultado es un modelo que puede relacionar variables de circuitos, externalidades y finalmente niveles de calidad. Es decir, los niveles finales no son analizados con base en un circuito dado, sino en un modelo construido con toda la información del país.

9 EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA

Circuitos representativos:

El estudio selecciona los circuitos representativos a partir de la agrupación definida y usando las variables de "Longitud total del circuito" y "Potencia promedio por transformador", obteniendo para EPSA y CETSA los siguientes Circuitos:

Circuitos representativos para EPSA y CETSA				
EPSA	10000787	2	13.2 KV	JAMUNDI 2
	10000007	2	13.2 KV	ANDALUCIA
	10000016	2	13.2 KV	EL CARMEN
	10000812	3	34.5 KV	JMD-SN ISIDRO
	10000808	3	34.5 KV	TERMOYUMBO-ROZO
	10000142	Industrial	34.5 KV	BUGA-INDUSTRIAL 1
CETSA	10000223	Industrial	34.5 KV	INDUSTRIAL(SAN PEDRO)
	10000208	2	13.2 KV	CIRCUITO 11
	10000217	2	13.2 KV	CIRCUITO 6
	10000801	3	34.5 KV	TULUA - LA VARIANTE 1

- En la agrupación por conglomerados vemos que para EPSA se determinan tres conglomerados para agrupar los circuitos de nivel de tensión 2, dos conglomerados para los circuitos de nivel de tensión 3 y un conglomerado para los circuitos industriales.
- En el resumen estadístico del numeral 3.9 de los circuitos por conglomerado se observan coeficientes de variación muy altos, en varios circuitos superiores al 200%, que indican que la agrupación en esta pequeña cantidad de conglomerados no parece adecuada para su representatividad.
R/. El coeficiente de variación obtenido da una idea de la naturaleza de los datos, que tienen una distribución que no es tipo normal, se ajusta más a una distribución log-normal en la mayoría de los datos; por tanto, el objetivo no es elaborar grupos hasta obtener coeficientes de variabilidad bajos, en donde con facilidad se pueden obtener más de 20 grupos para un operador de red, sino realizar la agrupación con la consideración de la naturaleza de los datos. Nótese que al hacer una transformación logarítmica a una variable como por ejemplo la longitud, la distribución se vuelve normal y coeficiente de variación es inferior al 20%. Por tanto se concluye que los grupos elaborados son adecuados, bajo la naturaleza de los datos.
- No es claro, para el caso de EPSA, porqué la región Pacífica (Numeral 10.2.12) es determinada con la característica de baja salinización e incluso no queda reflejada con algún circuito.

R/. Según la información oficial obtenida del SIGOT-IGAC, la salinización en la Región Pacífica es mucho menor a la de la Costa Pacífica, y esto es debido a las diferencias en los regímenes de precipitación (mientras la Costa Caribe muestra una precipitación baja, la Costa Pacífica tiene una precipitación muy alta), ver Figura 5-15. Los circuitos con riesgo por salinización son representados mediante el Índice de Riesgo (Anexo C, Informe Final)

- Un solo circuito representa los circuitos industriales para EPSA y para CETSA.

R/. El análisis de representatividad no tenía como alcance analizar a un operador de red específico; por esa razón los datos del estudio no responden a la pregunta de qué circuito representa qué operador de red.

- Consideramos que la variable de ruralidad que debe tenerse presente en la clasificación.

Estamos de acuerdo en la definición del tipo de circuito (industrial, industrial-comercial y residencial), no obstante a esta clasificación debe adicionarse la ruralidad del mismo, esto, dado que para el establecimiento de los indicadores de calidad debe considerarse esta condición. Cuando las redes tienen un alto componente rural, la inversión para reducción de los índices de calidad exigen aspectos especiales como reconfiguración de los circuitos (cambio de redes desnudas a semiaisladas, elevación de estructuras, instalación de equipos de flexibilidad).

R/. El Índice de Ruralidad fue considerado para proponer una matriz de grupos de calidad.

Consideramos que hay variables muy relevantes a utilizar dentro del proceso de obtención de circuitos representativos tales como el número de ramales, y transformadores. Esto debido a que todos estos puntos involucran más elementos susceptibles de falla.

R/. Dichas variables fueron estudiadas para definir las variables con mayor poder de discriminación.

2. En el documento clasifican de manera general al Valle del Cauca en una zona de riesgo medio, sin embargo, en nuestro departamento acorde a sus características naturales (10 variables aproximadamente) tenemos riesgos altos por la diversidad en la ruralidad y topografía, por lo tanto deberían definirse agrupaciones por nivel de riesgo para asignar el nivel de calidad alcanzable.

R/. En términos generales el Valle del Cauca tiene un riesgo de nivel medio, lo cual se evidencia si se compara con otras regiones del país. No obstante en el Anexo C se muestra el valor numérico del riesgo específico para cada municipio, en donde pueden verse las diferencias a que hace mención el comentario.

3. El estudio hace un análisis de la calidad del servicio de otros países que tienen su propia singularidad, vista desde las variables definidas en el documento, las cuales son difíciles de asimilar a las características de las regiones de Colombia, por lo que se debe tener cuidado con la comparación, adicionalmente, la topología de sus redes y la evolución de su desarrollo corresponden a las políticas de cada país y son muy diferentes (la gran mayoría son subterráneas y con sistemas redundantes). Para el caso consideramos que Brasil es un país que se asemeja más a Colombia y con este debería hacerse la comparación, sujeta a los ajustes por el comportamiento de las variables mencionadas.

R/. El marco comparativo estudiado incluyó países de todas las latitudes, en donde se encontró una base de comparación sobre la cantidad de red subterránea y la densidad poblacional; las diferencias de desarrollo de los países pueden verse bien identificadas en dichas variables.

4. Una variable muy relevante en Colombia y que no se considera en el estudio es el efecto en la calidad del servicio resultado de condiciones socioeconómicas, propiamente lo referente a los fraudes y la subnormalidad, donde hemos encontrado que la intervención en la red por parte de terceros en sectores marginados, generan afectaciones considerables sobre la red, tales como operaciones no autorizadas en elementos de la red, instalaciones anti técnicas que afectan la confiabilidad de los circuitos.

R/. Son aspectos muy importantes a considerar, pero para el caso del estudio no estuvieron dentro del alcance problemáticas de tipo social.

5. Acorde al numeral anterior la calidad en la prestación del servicio (falla de transformadores) también se ve afectada por el robo continuo de los sistemas de puesta a tierra en sectores urbanos y rurales, aspecto que no es una variable técnica y tiene un efecto directo, por lo tanto sugerimos incluir una variable social en el estudio.

R/. Ídem.

6. En el estudio de confiabilidad de los circuitos simulados, no se identifica que se haya considerado tasa de falla de elementos accesorios de la red como son los pararrayos que presentan una tasa de fallas considerable.

R/. Los elementos de protección no fueron incluidos en el objeto del estudio; hacen parte del estudio posterior en desarrollo. Los Descargadores de Sobretenación tienen una tasa de falla, pero también reducen las tasas de fallas por kilómetro de red asociadas a rayo; en este caso se consideró la red sin Descargadores de Sobretenación.

7. En efecto hay una enorme posibilidad de mejora en los sectores rurales, entre ellas podemos citar: suplencias, elementos de red para protección de fusibles, fusibles de repetición, semiaislamiento de la red, coordinación de aislamiento, descargadores tipo gap, control de impulsos transferidos en transformadores, apantallamiento de sectores críticos; un sinnúmero de inversiones las cuales tienen costos significativos.

Ahora, establecer metas de calidad tan exigentes como las planteadas no necesariamente es lo requerido por los clientes, los cuales, según la señal que entrega el costo de racionamiento no tendrían la disposición de pagar las grandes inversiones requeridas para dichas metas.

R/. Importante aclarar en este punto que los niveles de calidad reales, óptimos y exigibles son objeto de otro estudio.

8. En cuanto a las metas de calidad a definir, necesariamente estas deben ser particulares para cada Operador de Red, considerando su condición actual y definiendo un plan de mejora de mediano y largo plazo, acorde a la ruralidad y en general, las características de cada mercado.

R/. Consideramos que este comentario corresponde con el estudio posterior que desarrolla la CREG actualmente.

10 ASOCODIS

COMENTARIOS GENERALES

Teniendo en cuenta las principales observaciones realizadas por ASOCODIS al esquema de calidad del SDL, a continuación presentamos los comentarios al estudio realizado por la firma Keraunos:

- En el estudio se presenta una gran cantidad de información relevante sobre las condiciones y externalidades que afectan la calidad, tales como: meteorología, salinidad, nivel de precipitaciones, etc, que representan un valor agregado en los análisis de los impactos de esas variables en la continuidad del servicio.
- Si bien es cierto el objeto del estudio es estimar los valores alcanzables de duración y frecuencia de las interrupciones del servicio de energía eléctrica en los SDL, a partir de los circuitos representativos de los diferentes OR's teniendo en cuenta las condiciones y externalidades que afectan la calidad, sin duda algunos de los resultados reflejarían la situación real de las empresas en la medida que se realice una adecuada definición y selección de circuitos representativos por empresas.

R/. Si bien, la agrupación se observó inicialmente por operador de red, el objeto de la agrupación no es dar una mirada a nivel de OR, sino a nivel de país y externalidades (5079 circuitos vs 431 estaciones meteorológicas en 13 regiones naturales). De igual forma se observa que el resultado no son puntos que representan grupos específicos de un operador de red, sino puntos que permitieron construir un modelo para relacionar las variables físicas y eléctricas con externalidades y finalmente con confiabilidad.

- De acuerdo con los resultados y la metodología utilizada, consideramos que los circuitos seleccionados no reflejan adecuadamente la realidad de las redes de distribución de Colombia, en razón a la simplificación de las variables utilizadas y las dispersiones encontradas para estas y las demás variables en los conglomerados logrados. Se observa la necesidad de la publicación del informe 01 al cual hace referencia el consultor en el informe final el cual se presume tiene el detalle del proceso adelantado para la obtención de los circuitos base y típicos expuestos en el informe final.

R/.Ídem. A su vez es preciso detallar que, un coeficiente de variación alto no necesariamente indica que una muestra no tenga representatividad estadística, el coeficiente de variación es una medida que puede estar influenciada por la naturaleza de los datos.

La alta variabilidad, en este caso, es inherente a la naturaleza de los datos; los cuales tienen una distribución muy asimétrica. Tal es el caso de datos provenientes de una distribución exponencial donde el coeficiente de variación es del 100%. Es posible hacer un análisis de agrupación en el que se obtengan coeficientes de variabilidad muy bajos, pero se obtiene un número de grupos muy alto (>30 para algunos OR) que resulta impráctico para el objeto del estudio. Si se observa el ejemplo citado por el OR CODENSA, al aplicar el logaritmo a las variables (más ajustado a su naturaleza) la dispersión se reduce al 41% debido al cambio en la forma de la distribución.

En cuanto al “informe 01”, nos excusamos por la confusión. Este corresponde a los capítulos 1, 2 y 3 del Informe Final. El nombre de Informe 01 hizo referencia a la primera entrega parcial del estudio que posteriormente se integró al informe final; pero quedo un error en el documento final al no referenciarlos a los capítulos correspondientes. Todo el estudio está en el informe publicado por la CREG.

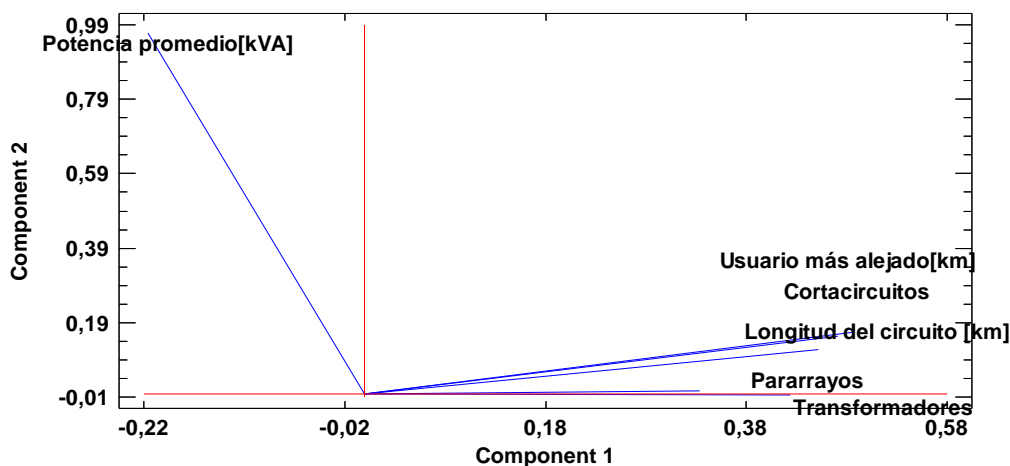
- Aunque la tipificación realizada para cada OR fuera ciento por ciento representativa (que no es la situación del estudio), se debe ser enfático en que los 24 circuitos designados como representativos, y con los cuales se realizaron las simulaciones (aparentemente en solo 16 de ellos) no representan individualmente a ningún operador. En consecuencia, los resultados expuestos en el numeral 13.4 "resultados de las simulaciones de confiabilidad" solo indican estrictamente la confiabilidad hallada para los circuitos simulados y en ningún caso esto es extrapolable al operador de red mencionado.

R/. Como se ha comentado anteriormente, el estudio no estuvo enfocado a analizar operadores de red en específico, sino realizar una evaluación global a escala de país. El resultado es un modelo que puede relacionar variables de circuitos, externalidades y finalmente niveles de calidad. Es decir, los niveles finales no son analizados con base en un circuito dado, sino en un modelo construido con toda la información del país. Además, cabe resaltar que se simularon 16 circuitos de 24 seleccionados y, solamente se lograron simular estos 16 debido a la poca disponibilidad de información suministrada por los diferentes operadores de red.

- Por otra parte, se considera que el punto de partida (al momento de definir variables), debe establecerse igualmente la métrica a utilizar (media euclidiana, etc), y establecer sí con esa fórmula de distancia, el espacio de trabajo es un espacio métrico, pues de lo contrario es difícil, si no imposible, establecer el concepto de cercanía y parentesco.

R/ Dada la naturaleza de las variables y el juicio de expertos, se determinó un conjunto de variables con las cuales se debería construir los conglomerados por su poder de discriminación. Se seleccionaron entonces las siguientes variables: cantidad de cortacircuitos, número de transformadores, longitud del circuito, número de pararrayos y distancia al usuario más alejado; dentro del análisis se llegó a la conclusión que se podía derivar una variable adicional como era la potencia promedio por transformador (la cual involucra la cantidad de los transformadores). Con un análisis preliminar, usando el método de las componentes principales, se determinó que las variables longitud del circuito y potencia promedio expresaban características diferentes que permitía la construcción de los conglomerados como punto de partida.

Componentes principales de las variables consideradas



Una vez seleccionadas estas dos variables se verificó su poder de discriminación y se realizaron gráficos que permitieron ilustrar la conformación de los conglomerados tal como aparece en el informe final para cada OR.

- Los coeficientes de variación obtenidos con el ejercicio de agrupamientos (conglomerados) son excesivos y por consiguiente indican que las distribuciones logradas para todos los OR's no son estadísticamente aceptables. En consecuencia esto desvirtúa la representatividad de los circuitos mostrados en el informe.

R/ Como se especificó en respuestas anteriores, el coeficiente de variación está dado por la distribución muy asimétrica de los datos y el análisis de agrupación debe tener en cuenta dicha distribución. Dado lo anterior, metodológicamente no es apropiado construir un número alto de grupos, sino grupos homogéneos en los que se analiza la variabilidad al transformar las variables según su naturaleza.

- La metodología desarrollada por el consultor en cuanto a definición de externalidades se refiere, se observa bastante concentrada y puede servir como elemento de información y aporte muy valioso a los operadores de red. Se debe tener en cuenta que su aplicabilidad debe reconsiderarse para circuitos que sean realmente representativos.

R/ Debe tenerse en cuenta que la selección de un conjunto de circuitos de los diferentes OR y niveles de tensión buscaba hacer una representación del amplio espectro de circuitos del país para la construcción de un modelo general de indicadores de calidad alcanzables. Toda la información empleada para las simulaciones corresponde a circuitos reales de los OR's.

- Consideramos que la regionalización puede adoptarse para obtener datos de externalidades aplicables a la clasificación de grupos de calidad, sin que ello implique establecer metas globales no discriminadas entre OR's, pues este criterio no está acorde, con las diferencias existentes entre ellos (operatividad, de diseño, de mercadeo, etc), Así mismo, dado que los circuitos obtenidos en el agrupamiento y demás análisis realizados por el consultor no representan a los OR's y en consecuencia tampoco a las redes regionales y nacionales de distribución, consideramos inadecuado el uso de la presentación regional de circuitos para establecer metas de calidad o indicadores de referencia aplicables a la totalidad de los OR's.

R/ Las externalidades tienen un comportamiento claramente establecido por las regiones naturales del país, que han sido definidas por las instituciones correspondientes como el IGAC y el IDEAM; dicha clasificación es hecha precisamente por las condiciones geográficas y climáticas; que no son definidas por las áreas de cobertura de un operador de red. A pesar de que existan varios operadores de red en una misma región natural, las condiciones del entorno serán similares y los riesgos no tendrían por qué ser analizados en forma diferente (ej. en el Magdalena Medio hay redes de EBSA, ESSA, EPM, CHEC, ELECTRICARIBE, todas bajo condiciones de externalidades extremas). Para el caso de CODENSA, se encuentran dos regiones claramente definidas, el Altiplano Cundiboyacense (En el que comparte las mismas externalidades con buena parte de EBSA) y la Montaña Centro (en la que comparte externalidades con al menos 5 OR más).

La definición de metas de calidad, hace parte del alcance de un estudio actualmente en ejecución. No hizo parte del alcance del estudio en discusión.

- De otro lado, respecto a la propuesta del consultor para la conformación de los grupos de calidad, podría utilizarse el índice de riesgo y el nivel de ruralidad. Sin embargo ASOCODIS considera que la clasificación de ruralidad debe ser totalmente revisada por la Comisión teniendo en cuenta las objeciones mencionadas en los comentarios específicos del presente documento.

R/. Cabe resaltar que, el estudio tuvo como base el uso de información unificada y oficial; en el caso específico del nivel de ruralidad, la referencia usada contiene la información más completa y consolidada que existe. Con lo anterior no queremos decir que no haya razón en que la “ruralidad” tiene una complejidad mayor a la medida por el índice de ruralidad – IR, pero el índice proporciona una aproximación metodológica más aterrizada que la tenida en cuenta hasta el momento en la regulación, en donde únicamente se considera la cantidad de habitantes. La información del IR que existe tiene como unidad de cálculo el municipio y es la unidad menor posible que se puede usar para realizar las comparaciones.

- Se observa que el literal k de los términos de referencia definidos por la CREG, se solicita una estimación de los niveles alcanzables de calidad para cada OR mediante simulaciones de confiabilidad. Los resultados del estudio evidencian que no se cumplió con esta actividad. Las simulaciones se efectuaron sobre 24 circuitos, sin obedecer la selección de estos circuitos a un criterio individual por cada OR. Adicionalmente, no se presentan propuestas para dar señales que permita reducir la frecuencia de interrupciones como se expresó en los términos de referencia de la contratación del estudio.

R/. Conforme a lo definido en el numeral k), dentro del estudio se identificaron los circuitos representativos de cada OR y se simularon los circuitos en los cuales los OR suministraron la información requerida en el plazo requerido. Por lo cual se atendió el alcance de todos los numerales del estudio incluyendo los citados en el comentario. Los niveles de calidad alcanzables se determinaron para estos circuitos y con base en estos se construyó un modelo a nivel de país. El objetivo no era construir un modelo para un OR específico. Los OR están implícitos en el modelo general de niveles de calidad alcanzables.

En el capítulo 16 del informe final del estudio se dan las recomendaciones generales y medidas encaminadas al fortalecimiento de la calidad del servicio.

- Las metas alcanzables son generales y en el estudio no se precisa el tiempo en el cual estas se pueden lograr. Consideramos que el establecimiento de metas o estándares debe ser el resultado de un análisis económico de las inversiones necesarias para llegar a tal fin, acompañado de la disposición a pagar de los usuarios, entre otros. Adicionalmente, se debe tener presente el punto de partida y la definición de estándares individuales para cada OR. El informe no considera ninguno de estos aspectos, y no se observa claramente cómo a partir de los resultados obtenidos por el consultor se pueda llegar a estándares para cada OR, pues los valores de SAIDI presentados en la tabla 15-3 terminan siendo unas metas generales del país.

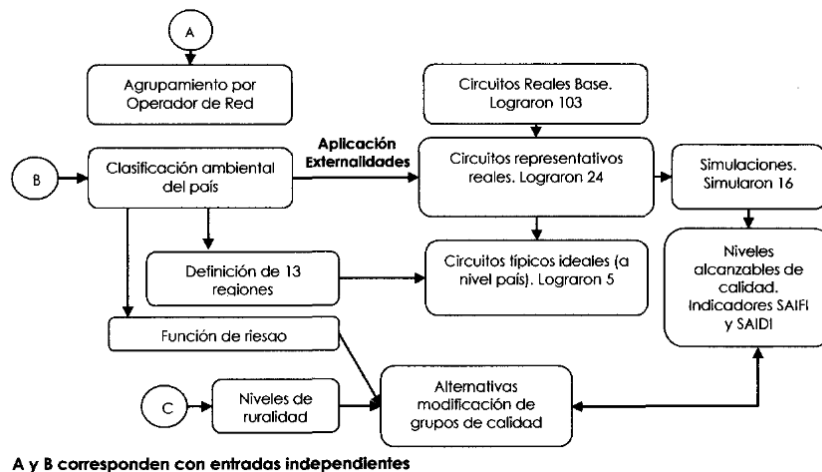
R/.Este punto hace parte del alcance de un estudio actualmente en ejecución. No hizo parte del alcance del estudio en discusión.

- Es importante que el establecimiento de indicadores de calidad por OR sea consistente con la tarifa y el tipo de red utilizada, sin perder de vista que el nivel óptimo o exigido responde también a la eficiencia económica y por consiguiente a los temas técnicos deben añadirse las expectativas de los usuarios, su disponibilidad a pagar y del grado de competitividad del servicio que se busque desde las políticas públicas, considerando en todo caso una transición para su cumplimiento teniendo en cuenta las características y externalidades de los mercados, regiones, topología de la red, topografía, condiciones socio-económicas y el punto de inicio de la calidad brindada por cada OR.

R/.Ídem. Este punto hace parte del alcance de un estudio actualmente en ejecución. No hizo parte del alcance del estudio en discusión.

COMENTARIOS ESPECÍFICOS SOBRE EL ESTUDIO DE KERAUNOS

De la lectura del informe final de estudio en mención se puede resumir, en términos generales, el siguiente flujo de procedimiento:



A continuación se relazarán comentarios sobre las metodologías utilizadas y resultados obtenidos en el desarrollo de los bloques del diagrama de flujo anterior.

Agrupamiento por Operador de Red

- De acuerdo con el numeral 2.3 Metodología, se utilizó el algoritmo de agrupamientos k-medias para determinar los circuitos representativos de cada OR. Este algoritmo de agrupamientos presenta la ventaja de trabajar por centroides obtenidos de una análisis multivariable y, como lo indica el texto, hace que los grupos sean homogéneos en su interior y heterogéneos entre sí. Adicionalmente, se pueden utilizar en él distintas escalas de medida como por ejemplo distancias euclidianas, mahalanobis, etc.

Sin embargo, este método de agrupamiento presenta la desventaja que el número de grupos deben ser definidos a priori a la utilización del algoritmo y, en consecuencia, una mala o pobre suposición del número de grupos puede llevar a grupos bastante dispersos y en esencia no homogéneos en su interior.

En el estudio, se observa que el número de grupos dados como entrada al algoritmo es muy pequeño (para los OR grandes son 3 grupos por nivel de tensión de acuerdo con el nivel de ruralidad). Incluso, es criticable el que se haya utilizado el mismo número de grupos para todos los operadores independientemente de su tamaño, número de circuitos etc. Lo que muestra como resultado una ventana muy estrecha entre el número de conglomerados para operadores grandes y pequeños.

Independientemente de lo pequeño o grande, justificando o no, que sea el número de grupos dados al algoritmo, los resultados también dependen del número y tipo de variables consideradas. El informe afirma, en su aspecto metodológico, que se efectuaron muchas simulaciones de agrupamientos con diversas variables, pero que llegó a la conclusión que era suficiente utilizar sólo dos de ellas, la longitud de la red y la potencia promedio por transformador. Sería interesante que se publicara una memoria y una justificación adicional al uso exclusivo de estas dos variables.

R/. Tal como se ha mencionado anteriormente, los análisis demostraron que las variables longitud del circuito y potencia promedio expresaban características diferentes que permitía la construcción de los conglomerados como punto de partida.

- Por otro lado, y dado que se está buscando una tipificación para el modelamiento de la red desde el punto de vista de calidad del servicio, las variables a utilizar deben impactar directamente por si solas los aspectos de dicha calidad.

No cabe duda que la longitud de la red es una variable preponderante en los indicadores de calidad del servicio de un circuito (externalidades como rayos se dan por unidades de longitud) en especial si el circuito es aéreo. No obstante, el consultor de ASOCODIS Energy Computer ha realizado ciertas correlaciones en circuitos subterráneos (en nivel de tensión 1) que han resultado muy pobres.

En el caso de la potencia promedio por transformador se presenta la siguiente inquietud: al ser una variable directa, su influencia topológica es discutible. Sería interesante conocer una memoria del análisis hecha a esta variable y su influencia topológica en los circuitos.

Adicionalmente, la influencia en los indicadores de calidad del servicio de esta variable no es clara. Se esperaría que variables como el número de transformadores influyan directamente en la calidad del servicio, pero una variable unitaria puede que no presente impacto en la calidad del servicio. Sería recomendable que la CREG diera a conocer la justificación del uso de esta variable como impactante en los indicadores de Calidad.

R/. Cabe resaltar que en la fase inicial de definición de conglomerados, se involucraron los equipos instalados en la red; de estos, el parámetro de número de cortacircuitos arrojó para algunos OR's un grado de discriminación aceptable; pero posteriormente las variables longitud y potencia promedio (la cual involucra la cantidad de transformadores y la carga), arrojaron una capacidad de discriminación mucho mayor y consecuente en todos los OR's, la cual fue corroborada mediante el método de componentes principales tal como se describió anteriormente. Además, puede verse que en algunos elementos, como por ejemplo los reconectores, se obtuvieron promedios menores a un (1) elemento por circuito; lo cual no podía usarse como parámetro de discriminación.

- De acuerdo con la apreciación de Energy Computer, las variables utilizadas dentro del proceso de obtención de circuitos representativos debe considerar aspectos topológicos adicionales, tales como: el número de ramales, tramos, nodos y transformadores. Esto debido a que todos estos puntos involucran más elementos, lo cual afecta las probabilidades de incidencia puesto que son puntos susceptibles de falla.

R/. Ídem.

- Asimismo, el porcentaje de circuito subterráneo y aéreo condiciona los tiempos de interrupción y es una variable de diferenciación importante. Como elemento adicional y uno de los más relevantes, se debe diferenciar los circuitos que alimentan carga urbana, rural-urbana, ya que la zona rural presenta mayores duraciones de interrupción dadas por la eventual dificultad de acceso y frecuencias de interrupción, al estar más expuestas a factores ambientales. De acuerdo con el informe, las anteriores diferenciaciones se realizaron posteriormente a la tipificación y no hacen parte intrínseca de ella.

R/ El modelo de SAIDI se obtuvo de considerar el escenario 2 (escenario más pesimista) considerando los tiempos de indisponibilidad de transformadores de la base de datos INDICA y el índice de ruralidad de los municipios en donde se encontraba el transformador.

- En términos constitutivos y de confiabilidad es pertinente tener en cuenta también los elementos que hacen parte de la identificación de ausencia de servicio y su restablecimiento. Ejemplos de estos elementos, son equipos de corte (protección), tele-controlada y no tele-controlada, que permiten sectorizar fallas e influyen en el restablecimiento parcial del servicio. Así mismo, los equipos que permiten establecer la presencia de falla son igualmente importantes, ya que influyen en la reducción de los tiempos de localización de fallas.

Como aspectos adiciones, se deben tener en cuenta el número de puntos de suplencia de cada circuito (teniendo en cuenta que un circuito puede ser suplido por otro en más de un punto) y el porcentaje de carga atendido por éste, herramienta que incide en la reducción de tiempo de ausencia del servicio.

R/ El alcance del estudio estaba orientado a considerar los circuitos sin los elementos de protección, corte y maniobra. Estos elementos hacen parte de otro estudio que actualmente adelanta la CREG, en el cual se estudiarán los niveles de calidad “reales”, “óptimos” y “exigibles”. Cabe resaltar que, el promedio de la cantidad de algunos elementos, como por ejemplo los reconectores, es menor que un (1) elemento por circuito; no obstante, en los circuitos simulados se incluyeron elementos de maniobra como seccionadores y seccionalizadores.

- La simplificación tanto en la elección de las variables como en el número de grupos (input del algoritmo) se ve reflejada en los resultados de agrupamiento obtenidos para algunos de los OR, pues en el mismo análisis estadístico que presenta el informe con respecto a variables no utilizadas como elementos de tipificación, (denominadas en el estudio como variables de interés), como por ejemplo número de transformadores y número de ramales, la dispersión de los agrupamientos mayoritarios es muy alta, como se puede observar en la tabla 1, que toma algunos casos de las estadísticas del informe.

Tabla 1. Coeficiente de variación de las variables de interés

EMPRESA	NIVEL DE TENSIÓN	CONGLOMERADO	PORCENTAJE DE CIRCUITOS QUE AGRUPA EL CONGLOMERADO [%]	VARIABLE	COEFICIENTE DE VARIACIÓN [%]
CODENSA	2	1	87	Longitud	83.7
CODENSA	2	1	87	Número de ramales	65
CODENSA	2	1	87	% subterráneo	73
CODENSA	2	1	87	Número de transformadores	67.5
CODENSA	3	1	83	Longitud	116.46
CODENSA	3	1	83	Número de transformadores	90
CODENSA	3	2	17	Número de transformadores	100
EPM	2	3	68	Longitud	84
EPM	2	3	68	Número de ramales	85
EPM	2	3	68	Número de transformadores	72
ESSA	2	1	81	Longitud	112
ESSA	2	1	81	Número de ramales	57
ESSA	2	1	81	Número de transformadores	63

Debe observarse, adicionalmente, que la dispersión en los agrupamientos de mayor cantidad de circuitos llega a ser alta inclusive en aquellas variables que fueron consideradas como elemento del agrupamiento, cual es el caso de la longitud (véase caso CODENSA agrupamiento 1 del nivel de tensión 3 en la tabla 1). Esta alta dispersión se observa en la mayoría de los operadores de red mostrados en la tabla. Adicionalmente, un coeficiente de variación superior a un 20% es considerado excesivo y por consiguiente indica que la distribución lograda no es estadísticamente aceptable.

Como conclusión del ejercicio de agrupamiento realizado, se puede generalizar que al ser tan pequeña la cantidad de agrupamientos y tan pocas las variables utilizadas, prácticamente resulta un agrupamiento mayoritario que tiene las estadísticas generales del sistema, es decir, los valores de media, desviación estándar, etc., de los conglomerados mayoritarios (grupos que abarcan la mayor cantidad de circuitos del OR) tienden a ser prácticamente los mismos del sistema y en consecuencia se pierde el ejercicio de agrupamiento por k-medias, pues prácticamente el circuito representativo es simplemente el promedio del sistema de variables longitud y potencia promedio por transformador.

Para evitar el anterior problema (que básicamente hace nulo el proceso de agrupamiento o aplicación del algoritmo k-medias), Energy Computer propone una alternativa en la que en primera instancia se debe considerar que el input al algoritmo debe ser un número de grupos acorde con el tamaño y variabilidad de la totalidad de los circuitos de cada operador, es decir, el algoritmo debe ser más dinámico y en sus inputs dependiente de cada operador. En el anexo 1, se presenta la propuesta de Energy Computer que amplía estos comentarios para la determinación del número de grupos a introducir en el algoritmo k-medias. Cabe mencionar que si bien la propuesta es del Consultor de ASOCODIS y no puede considerarse como la propuesta del Gremio, es conveniente analizarla a la luz de los objetivos que se buscan con el esquema de calidad.

R/. El coeficiente de variación obtenido da una idea de la naturaleza de los datos, que tienen una distribución que no es de tipo normal, se ajusta más a una distribución log-normal en la mayoría de los datos; por tanto, el objetivo no es elaborar grupos hasta obtener coeficientes de variabilidad bajos, en donde con facilidad se pueden obtener más de 20 grupos para un operador de red, sino realizar la agrupación con la consideración de la naturaleza de los datos. Nótese que al hacer una transformación logarítmica a una variable como por ejemplo la longitud, la distribución se vuelve normal y coeficiente de variación es inferior al 20%. Por tanto se concluye que los grupos elaborados son adecuados, bajo la naturaleza de los datos.

- Adicionalmente las variables a utilizarse dentro del proceso de tipificación deben ser aquellas que incidan en la calidad del servicio como se mencionó anteriormente y que, además, sean estrictamente topológicas.

R/. En respuestas anteriores se ha justificado el uso de las variables seleccionadas.

Circuitos Reales Base

- El informe afirma que los 103 circuitos base se obtuvieron por su cercanía respecto al centroide, dado que el centroide de cada grupo no corresponde con un circuito real, y los 103 circuitos son reales, queda la duda de la forma de cálculo de la distancia entre el centroide y el circuito más próximo que es en teoría uno de los representativos dentro de los 103 obtenidos en el estudio.

R/. Los circuitos considerados como base son circuitos “cercaños” al centroide del grupo (que no es un circuito real); no obstante se acepta que en el informe no se incluyó la descripción exacta del criterio para considerar un circuito como “cercano”. Los circuitos representativos son “cercaños” tanto a los centroides

de los grupos derivados de variables eléctricas y físicas, pero también, a los centroides de las variables de externalidades y por tanto no necesariamente coinciden los valores precisos del valor de las variables del centroide. Se debe tener en cuenta que las estaciones meteorológicas apenas cubren el 35% del área total de los municipios del SIN (municipios del SIN: 573.700 km², cobertura de estaciones meteorológicas: 198.600 km² (considerando radios de 20 y 30 km)).

Circuitos Representativos

- Se observa interesante e ingeniosa la metodología utilizada para obtener los circuitos representativos de las regiones, sin embargo, la base de este cálculo que arroja 24 circuitos representativos, es en nuestro concepto incorrecta, al no ser los 103 circuitos base representativos de los operadores de red en virtud de la simplificación en la elección de las variables eléctricas y topológicas para la tipificación inicial.

R/. Debe tenerse en cuenta que la selección de un conjunto de circuitos de los diferentes OR y niveles de tensión buscaba hacer una representación del amplio espectro de circuitos del país para la construcción de un modelo general de indicadores de calidad alcanzables.

Simulaciones de confiabilidad

- Se observa una revisión exhaustiva de los indicadores de calidad a nivel internacional, incluyendo las fuentes utilizadas para determinar tiempos de reparación, como la información de la base de datos INDICA de XM. Es recomendable ampliar este capítulo, detallando entre otros aspectos, como se llega a los tiempos de reparación de redes y de transformadores. Adicionalmente, queda la duda de si en las simulaciones se tuvieron presentes los equipos de corte automático, reconectores y recierres automáticos, etc. Adicionalmente, se establece que el mantenimiento programado no es representativo en las tasas de falla, se sugiere se profundice en este aspecto.

R/. Debido a la falta de un modelo de tiempos de reparación real para Colombia, en el estudio se plantearon diversos escenarios; que deben ser entendidos de esa misma forma, como escenarios. Por otro lado, el informe establece que el mantenimiento programado sí es representativo en las tasas de falla. Referirse al numeral 13.3 del informe final, donde se indica que las tasas de interrupciones debidas al mantenimiento programado son inferiores a las generadas por externalidades.

- Se consideraron elementos de corte, protección y maniobra, según la información suministrada por los OR sobre los circuitos simulados, no obstante los promedios de muchos elementos, como por ejemplo los reconectores, son en la mayoría de los casos inferiores a un (1) elemento por circuito; de otro lado, la información disponible no describe la ubicación precisa de la mayoría de los elementos, ni su coordinación.

Por otra parte, el informe no evidencia el uso de probabilidades de falla de otros equipos como por ejemplo aisladores, descargadores de sobretensión, cajas subterráneas, empalmes, cables, etc.

R/. El orden metodológico que ha descrito en los términos de referencia para el estudio en discusión y el estudio posterior en desarrollo (con alcances hacia la definición de niveles de calidad reales, óptimos y exigibles) tiene como alcance en el segundo estudio un análisis más profundo de los elementos de corte, protección y maniobra.

- Dado que la base sobre la cual se efectúan las simulaciones de confiabilidad parte de los circuitos considerados como no representativos, los resultados de confiabilidad están sujetos a discusión.

R/. Como se indicó anteriormente, la selección de un conjunto de circuitos de los diferentes OR y niveles de tensión buscaba hacer una representación del amplio espectro de circuitos del país para la construcción de un modelo general de indicadores de calidad alcanzables.

Niveles de Ruralidad

- Si bien los consultores utilizan como fuente para el análisis de ruralidad de los circuitos, el Índice de ruralidad propuesto por la OECD y el Banco Mundial, los cuales se basan en dos criterios: i) densidad de población, ii) tiempo de transporte terrestre para llegar a una ciudad con más de 100.000 habitantes, los consultores manifiestan que para la aplicación del segundo criterio como aproximación estimaron los tiempos de desplazamiento con base en la línea recta en el mapa desde cada municipio a las grandes ciudades. Consideramos que ésta aproximación no es aplicable en nuestro país, donde la topografía impide en su mayoría la construcción de carreteras en línea recta. Adicionalmente, para la estimación de los tiempos de desplazamiento el consultor no expresa las velocidades promedio utilizadas.

Existen otros factores que afectan los tiempos de desplazamiento entre localidades, entre ellos: las condiciones de la carretera (pavimentada o no), las afectaciones de las vías por condiciones climáticas, las condiciones de seguridad y orden público de las zonas, y en general las condiciones que puedan afectar la movilidad³, ninguno de estos factores fue considerado por el consultor en la construcción de los niveles de ruralidad presentados en el informe.

R/. En respuestas anteriores se ha justificado el uso de la información disponible acerca del nivel de ruralidad.

- Sería importante que para el análisis de ruralidad se hubiesen tomado en cuenta los Planes de Ordenamiento Territorial – POT, pues estos si consideran una realidad nacional y adicionalmente permiten vislumbrar qué áreas rurales se pueden transformar de manera paulatina en áreas urbanas.

R/. Este punto no hace parte del alcance del estudio en discusión.

- De otro lado, ASOCODIS tiene información respecto a ejercicios de algunos operadores, en los cuales al aplicar la tabla de ruralidad de circuitos del Anexo C del Informe, circuitos actualmente clasificados como rurales (Grupos 3 y 4), resultan con esta propuesta catalogados como circuitos urbanos. Esto trae consigo una contradicción entre las referencias del actual esquema de calidad y los indicadores propuestos en las alternativas sugeridas por el consultor (página 413 del Estudio).

R/. El objeto del estudio no es clasificar circuitos urbanos y rurales y de hecho el IR, cuando fue desarrollado por el PNUD, tuvo como base eliminar lo que llamaban la “dicotomía urbano-rural”; es decir, existen

³ Los tiempos de atención para la reparación de fallas se ven afectados fuertemente por problemas de movilidad no solo en las zonas rurales sino también en las urbanas, en especial en los grandes conglomerados urbanos donde en algunas oportunidades el tiempo de atención una falla puede llegar a ser superior al requerido para atender fallas similares en zonas urbanas. Otros casos que pueden afectar el tiempo de reparación de fallas están asociados a temas como la seguridad que impide el acceso en horas de la noche, servidumbre de privados que exigen permisos para el acceso, etc.

circuitos cortos de potencias promedio altas en zona rural, muy similares a los típicos de zonas urbanas, pero para efectos del estudio, tal característica no afecta los resultados.

Por lo anteriormente expresado, ASOCODIS considera que la clasificación de ruralidad debe ser totalmente revisada por la Comisión teniendo en cuenta los factores mencionados. La metodología para la definición de ruralidad que finalmente defina la CREG debe ser verificada previo a su adopción y a la definición de cualquier estándar que se sujete a dicha metodología.

Grupos de Calidad

- Consideramos que la regionalización puede adoptarse para obtener datos de externalidades aplicables a la clasificación de grupos de calidad, sin que ello implique establecer metas de calidad globales no discriminadas entre OR's, pues este criterio no está acorde con las diferencias existentes entre los OR's (operativas, de diseño, de mercado, etc).

R/. Este punto ya ha sido tratado en respuestas en las anteriores.

- De otro lado, respecto a la propuesta del consultor para la conformación de los grupos de calidad, podría utilizarse el índice de riesgo y el nivel de ruralidad de los circuitos. Sin embargo, ASOCODIS considera que la clasificación de ruralidad debe ser totalmente revisada por la Comisión teniendo en cuenta las objeciones mencionadas en el aparte anterior, sobre el análisis de ruralidad realizado por el consultor. La metodología para la definición de ruralidad que finalmente establezca la CREG debe ser verificada previo a su adopción y a la definición de cualquier estándar que se sujete a dicha metodología. En todo caso, reiteramos que la definición de estándares de calidad debe realizarse individualmente para cada OR, teniendo en cuenta como punto de partida la realidad actual de la calidad brindada por cada uno de ellos.

R/. Comentario remitido a la CREG.

En ese contexto nos parece bien que la adopción de nuevos Grupos de Calidad tenga en cuenta las condiciones exógenas a las que están expuestas las redes. Sin embargo, además de reconocer el nivel de ruralidad y las condiciones habituales de clima, salinidad, orografía, es necesario considerar el nivel de subnormalidad y las condiciones socioeconómicas del mercado atendido y que no son gestionables por el OR. Para ello, deben considerarse los conceptos de Áreas rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Dificil Gestión y Barrios Subnormales. Otros factores que deben ser considerados pueden ser: orden público, facilidades de acceso, etc.

Función de Riesgo

- Dada las inquietudes que presentan las empresas frente a una posible correlación de las variables involucradas en la definición de la fórmula para la función de riesgo, solicitamos a la CREG se presente una memoria en la que numéricamente se demuestre que las variables utilizadas son independientes entre sí.

R/. En el numeral 14.2 se describe la construcción de la función de riesgo – R, incluyendo la memoria de cálculo donde se define la relación de las variables tenidas en cuenta utilizando el método de las componentes principales. (Ver Figura 14.1).

- Por otra parte con referencia a la constante de salinidad, se argumenta que la salinidad no tiene influencia en los resultados de SAIDI y SAIFI para la región Caribe, sin embargo, dicha conclusión resulta incoherente frente a lo mostrado en la figura 13–23 del Informe.

R/. En el numeral 4.7.1 se describe que la mayor parte de la región Caribe se encuentra influenciada por áreas de salinas sódicas y alta salinidad, en gran parte de los departamentos de la costa norte. Contrario a los bajos niveles de salinización presentes en otras regiones del país. La forma de considerar la salinidad en el estudio produce que el nivel de riesgo en la Región Caribe aumente a valores de medio o alto, lo que resulta consecuente al hacer comparaciones con los riesgos en otras regiones con valores de externalidades extremas.

COMENTARIO FINAL

Para continuar con el proceso de mejoramiento continuo de la regulación y del sector y en concordancia con los objetivos expuestos en la Resolución 079 de 2014 de la CREG, se hace necesario imperativamente incorporar en la regulación por cada OR un **Plan maestro de Gestión de su Infraestructura (Activos) auditable y certificable** para ser incluido como complemento de los sistemas de calidad que hoy tienen las empresas, ISO 9001 Gerencia de Calidad, ISO 14001 Gerencia Ambiental, OHSAS 18000 para gestionar la salud ocupacional y seguridad industrial según ISO 55000 Gestión de activos e ISO 31000 gestión de riesgos que asegure que los principios de planificación total del ciclo de vida útil del activo desde el **diseño o ingeniería, pasando por la procura, la instalación, la puesta en servicio, la operación, el mantenimiento, el mejoramiento, la reposición y la disposición final**, se cumplan desde las perspectivas de la gestión de riesgo, el análisis costo/beneficio, el enfoque al cliente, la sustentabilidad, la sostenibilidad, la eficiencia (disminución de pérdidas), la eficacia, la productividad, la calidad de la información, la calidad y confiabilidad del servicio, la aplicación de tecnologías de localización de fallas y otras, el uso de sistemas informáticos geoespaciales web para gestión de activos, etc. y sean realmente ejecutados dentro del trabajo diario de implementación de proyectos de capital, compras, operaciones, mantenimiento, reposición, disposición final, etc. para cumplir con **mejorar la calidad del servicio, aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico, agregar valor a todos los segmentos de la organización, y para los clientes, la forma de obtener energía de calidad por un precio justo.**

11 REFERENCIAS

- [1] IEEE Std C57.91, Guide for loading mineral oil immersed transformers, 1995(R2002).
- [2] J.C. Martín, Cálculo óptimo de transformadores, Marcombo, Barcelona, 1978.
- [3] O. Giraldo, “Motivaciones para implementar la nueva filosofía de uso de Transformadores de distribución autoprottegidos considerando la gerencia de activos y la gerencia de la carga”, HJ International, USA, 2004.
- [4] IEEE1410. “Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines” –IEEE Std 1410 – 2010.
- [5] Torres, H. Protección contra rayos – 2a Edición ISBN 978-958-9383-79-7, Editorial ICONTEC, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2010.
- [6] Díaz L. G. Estadística Multivariada. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Estadística. 2007.
- [7] Peña, D. Análisis de Datos Multivariantes. McGraw Hill. 2002.

- [8] CIGRÉ Task Force C4.01.02-B, Torres, H. (chair), "Ground Flash Density: definition of the appropriate grid size and a proposal of relationship N_g vs. T_d for Tropical zones," Activity Report, CIGRE WG C4.01 Meeting, Dallas, Texas, Sept. 2003.
- [9] Torres, H. Protección contra rayos – 2a Edición ISBN 978-958-9383-79-7, Editorial ICONTEC, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2010.
- [10] Eriksson, A.J., "The Incidence of Lightning Strikes to Power Lines," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PWRD-2, no. 2, pp. 859–870, July 1987.
- [11] Alvehag K, Söder L., "A Reliability Model for Distribution Systems Incorporating Seasonal Variations in Severe Weather". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 2, april 2011.
- [12] Tolbert, L., Cleveland T., Degenhardt, L. "Reliability of Lightning Resistant Overhead Distribution Lines"
- [13] IEEE Standard 493-1990, "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", 1990, pages 54, 75, 204.
- [14] Informe Técnico y Financiero proyecto: "Diseño y Construcción, Apropriados y Óptimos de Transformadores de Distribución para Zona Tropical", Contrato CF. No. 430-97, COLCIENCIAS, EEB, SIEMENS, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, diciembre de 2000.
- [15] Informe Técnico y Financiero proyecto: "Metodología para la solución de un gran reto tecnológico: Las fallas de Transformadores de Distribución" - Fase I, Convenio EEB - Universidad Nacional de Colombia 6245, Bogotá, Colombia, 1997.
- [16] Informe Técnico y Financiero proyecto: "Metodología para la solución de un gran reto tecnológico: Las fallas de transformadores de distribución", Fase II: Análisis y puesta en ejecución de las soluciones propuestas, Convenio EEB - Universidad Nacional de Colombia 6245, Bogotá, Colombia, 1998.
- [17] Informe Técnico y Financiero proyecto: "Evaluación y Modificación del Transformador apropiado y óptimo para zona tropical". Convenio CHEC, COLCIENCIAS, Universidad Nacional de Colombia 6245, Bogotá, Colombia, 2000.
- [18] Torres H., et al. "A comparison between Theoretical and Experimental Lightning Induced Voltages in Tropical Zone", International Conference on Grounding and Earthing, GROUND'2000, Belo Horizonte – Brazil, 2000.
- [19] Torres H., et al. Contribución a la solución de un problema de calidad de la energía eléctrica: La falla de transformadores de distribución en Colombia, Mundo Eléctrico Colombiano, Vol. 15, No. 44, septiembre de 2001.
- [20] Román F. Arias J. "Energy absorption on Distribution Lightning Arresters due to Induced Lightning Currents on a Colombian Experimental Line". SIPDA 2001.
- [21] Torres H. et al. "Effects of four factors in the Calculation of Induced Voltages on a Tree-Shaped Distribution Line" SIPDA 2001.
- [22] Torres, H. El Rayo, Mitos leyendas Ciencia y Tecnología. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería, 2002.
- [23] Torres, H. Protección contra rayos – 2a Edición ISBN 978-958-9383-79-7, Editorial ICONTEC, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2010.
- [24] Torres H., Fonseca T., Toro H., Trujillo O. " Modelación Matemática de Transformadores de Distribución". Conferencia ENERLAC, Bogotá, 1993.
- [25] Aranguren D., Inampues J., López J., Torres H., Betz H., Moehrlin M. "Electrostatic Field and Lightning Detection applied to Thunderstorms Nowcasting in Colombia." XII SIPDA, Bello Horizonte, Brasil, 2013.
- [26] Informe Final Proyecto: "Mejoramiento de Indices de Calidad de los Circuitos de Distribución rural de Codensa en zonas de alta Actividad Eléctrica Atmosférica". CODENSA, COLCIENCIAS, Universidad Nacional de Colombia. Julio de 2010.
- [27] Informe estudio interno: "Coordinación de Aislamiento para Circuitos de 34.5 kV en Campo Rubiales – Meta". 2012. Contacto: Ing. Carlos Zambrano, Proyectos Eléctricos, Pacific Rubiales Energy.
- [28] Torres H. "Espacio y Tiempo en los parámetros del rayo", Ensayo sobre una hipótesis de investigación. Universidad Nacional de Colombia, junio de 1998.

- [29] E. Pérez. “Avances en el modelamiento y experimentación de tensiones inducidas en redes de distribución” Tesis de Doctorado, Universidad Nacional de Colombia, 2006.
- [30] J. Herrera. “Nuevas aproximaciones en el cálculo de tensiones inducidas por descargas eléctricas atmosféricas” Tesis de Doctorado, Universidad Nacional de Colombia, 2006.
- [31] Aranguren D., E. Pérez, J. Herrera, H. Torres, M. Salgado, G. Guerrero, M. Garzón. Las Redes de Distribución Rural y su Vulnerabilidad Ante los Rayos. i. Desarrollo de un Laboratorio Natural. Premio ASOCODIS – CON, Investigación y Desarrollo, 2010.
- [32] Sistema de medición de actividad eléctrica atmosférica y tensiones inducidas por rayo en La Palma Cundinamarca. Reunión nacional y Expoingeniería ACOFI 2009. Segundo Lugar del Premio ACOFI 2009 Modalidad Presentación Oral.
- [33] Aranguren D., E. Pérez, J. Herrera, H. Torres, J. Inampué, E. Olarte, I. Santoyo, M. Salgado, G. Guerrero, M. Garzón. First Measurements of Lightning Induced Overvoltages in the Natural Laboratory in La Palma, Colombia. International Conference on Grounding and Earthing & 4th International Conference on Lightning Physics and Effects, Salvador – Brazil, 2010.
- [34] D. Jiménez, M. Camargo, E. Olarte, I. Santoyo, D. Aranguren, J. Herrera, E. Pérez, H. Torres. Development of the Natural Laboratory for Lightning Induced Voltages and Atmospheric Electricity Study in La Palma - Colombia. X International Symposium on Lightning Protection 9th-13th, Curitiba-Brazil, November, 2009.
- [35] Informe Final estudio “Incidencia de Descargas Eléctricas Atmosféricas y Coordinación de Aislamiento para el circuito 6 de Campo Rubiales”. Pacific Rubiales Energy, 26 de noviembre de 2012.
- [36] Serie de informes estudio “Incidencia de Descargas Eléctricas Atmosféricas y Coordinación de aislamiento para las redes de distribución y transmisión de energía del Campo Apiay”. Ecopetrol, diciembre de 2012.
- [37] S. Fernández S., Piñeres R. “Evaluación de la severidad de la contaminación sobre aisladores cerámicos”. Universidad del Norte, Barranquilla – Colombia. 2012
- [38] De La Ossa J., Lafaurie J., Miranda R. “Determinación del Comportamiento de Aisladores Contaminados de Subestaciones Eléctricas”. Universidad del Norte, Barranquilla – Colombia. 2013.
- [39] IEC Standard – Publication 60815 IEC, “Guide for the selection of insulators in respect of polluted condition”. IEC 60815, Gèneve, 1986.
- [40] S. Guide, “92/1,” Hydrophobicity Classification Guide, 1992.
- [41] IEC 60071-2. “Insulation Coordination”. 1998.
- [42] John Mitchell Moubray IV, “Reliability Centred Maintenance (RCM)”, 2004.
- [43] Pedro Eliseo Silva Ardila, Seminario Análisis y Pronóstico de fallas en mantenimiento, 2005.
- [44] Ramiro Rueda Bueno, Inteligencia geoespacial para mejorar la calidad de los servicios públicos, la calidad de vida y el medio ambiente, ponencia Congreso Andesco de Servicios Públicos y TIC 14º Nacional y 5º Internacional, 10/7/2012.
- [45] Análisis de Causa Raíz, RCA.
- [46] Estudio de Localización de fallas en circuitos de distribución, Universidad Nacional de Colombia Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y electrónica, Diciembre 2006.
- [47] Análisis Integral de Calidad de Servicio, Codensa, julio de 2008.
- [48] MSc Luis Sojo, The Woodhouse Partnership Ltd, Director Estratégico Asset Managment, “Asset Management PAS 55 para una gestión optimizada de los activos certificada”, Inglaterra.
- [49] Políticas y Criterios Técnicos, estrategias de mantenimiento de líneas MT, BT y Centros de Transformación, PCT 003, Grupo Enersis, 2002.
- [50] Gabriel Gaudino, Evolución del mantenimiento en empresas de distribución de Energía Eléctrica
- [51] Jezdimir Knezevic, Mantenimiento, 1996.
- [52] Louviral A.Tavares, Administración moderna de mantenimiento, 2000.