

Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017

Índice de contenido

1. Introducción.....	2
2. Índice Trimestral Agrupado de la Continuidad	5
3. Indicadores SAIDI y SAIFI	6
4. Indicadores DES y FES	17
5. Diferencias en el reporte de información de interrupciones	20
6. Auditorías a la Información Esquema de Calidad del Servicio	22
7. Comparación entre las diferencias en los reportes de información y las Auditorías a la Información Esquema de Calidad del Servicio	33
8. Conclusiones.....	36
9. Bibliografía	37



Julio de 2018

1. Introducción

En el presente informe la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) analiza la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución local (SDL) en Colombia para el año 2017. El documento está compuesto de seis secciones, en las tres primeras secciones se hace una evaluación a los indicadores de calidad del servicio, en la cuarta sección se revisan las inconsistencias y/o diferencias en el reporte de información de interrupciones al Sistema Único de Información (SUI) y al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) y en las dos últimas secciones se analizan los resultados de las auditorías a los sistemas de información de interrupciones, establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Lo anterior, teniendo en cuenta que el objetivo principal de la supervisión en materia de calidad del servicio de distribución de la SSPD, radica en conocer las condiciones reales de continuidad del servicio recibido por los usuarios y verificar, en consecuencia, el cumplimiento regulatorio.

Luego de 10 años de la aplicación continua del esquema de calidad del servicio establecido por la CREG por medio de la Resolución CREG 097 de 2008, se evidencia que el marco regulatorio permitió que la mayor parte de los Operadores de Red (OR) actualizaran o incorporaran sistemas de información y comunicaciones para el registro detallado de las interrupciones en las redes eléctricas; sin embargo, los resultados mostrados en el *Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia*, 2016 [1] realizado por la Superintendencia, evidenciaron que existen significativas oportunidad de mejora en materia de mejoramiento de la calidad.

Se resalta que, como resultado de la revisión de todos los comentarios, sugerencias y propuestas enviados por los distintos agentes del sector a dicho informe, en el presente documento se han ampliado e incluido nuevos criterios en la metodología de evaluación y comparación de las condiciones de calidad del servicio, por lo tanto, se agradece a todos ellos sus aportes. El listado de comentarios recibidos es el siguiente:

- Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, radicado SSPD 20175290427052
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, radicado SSPD 20175290455612
- Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P., radicado SSPD 20175290404782

- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., radicado SSPD 20175290427812
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P., radicado SSPD 20175290525362

Además, a raíz de la señal que dio el ente Regulador al expedir la Resolución CREG 015 de 2018, la SSPD consideró importante emplear los mismos indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI que empezarán a ser registrados por los OR y que servirán de base para evaluar regulatoriamente las condiciones de calidad del servicio que prestan a sus usuarios.

En principio, se evidenció que, a 31 de diciembre de 2017, aún existían 10 OR que no habían cumplido los requisitos exigidos para iniciar la aplicación el esquema de incentivos y compensaciones establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, el listado es el siguiente:

1. Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
2. Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.
3. Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
4. Empresa de Energía de Arauca E.S.P.
5. Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
6. Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
7. Empresas Municipales de Cartago E.S.P.
8. Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
9. Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
10. Empresa Municipal de Servicios Públicos de Cartagena del Chairá E.S.P.

Del listado anterior, y a la fecha de elaboración del presente informe, únicamente la Empresa de Energía de Arauca E.S.P. informó el cumplimiento de los requisitos a esta Superintendencia el pasado mes de febrero de 2018.

En comparación con los resultados del año 2016 la duración y la frecuencia de las interrupciones por usuario en Colombia aumentaron en el año 2017. De acuerdo con la información reportada por los OR los resultados del informe evidencian una desmejora en las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica, esto fue el resultado del aumento en la duración y la frecuencia de las interrupciones para diez operadores de red.

Finalmente, es muy importante resaltar que la duración de las interrupciones que es reportada por los OR al SUI es una duración acumulada, por lo tanto, no hay forma de discriminar interrupciones con duraciones menores a 3 minutos; estas

interrupciones, a nivel internacional son excluidas del cálculo de indicadores y son consideradas interrupciones transitorias. Esta situación está siendo revisada al interior de la entidad, con el fin de ajustar la captura de información que se realiza a través del SUI.

1.1. ¿Qué es la continuidad del servicio y por qué es importante evaluarla?

La continuidad en el servicio de energía eléctrica se logra cuando se mantiene sin ninguna interrupción o corte el suministro. Las interrupciones son eventos durante los cuales la tensión en la instalación eléctrica de un usuario es cero.

Desde el punto de vista de un usuario, se espera que el servicio de energía sea continuo y que el precio sea el adecuado. Desde el punto de vista del OR, se busca que el desempeño y operación del sistema de distribución permita que las interrupciones que experimentan sus usuarios sean tan pocas y breves como sea posible, mediante la optimización de su sistema de distribución, logrando la mejor relación costo-beneficio para sus accionistas.

La metodología vigente para el año 2017 establecida por la CREG para evaluar la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia estaba en aplicación desde el año 2008, y se fundamentaba en indicadores de calidad diseñados por el Regulador. Dichos indicadores de continuidad se complementaban con mecanismos de incentivos y compensaciones para la empresa y los usuarios, respectivamente.

Para garantizar el cumplimiento de estos estándares, la SSPD, en el marco de sus funciones de inspección, vigilancia y control, realiza el monitoreo constante de los indicadores y vigila que siempre se encuentren dentro de los límites definidos por la Regulación vigente.

1.2. Indicadores de calidad del servicio en Colombia

Los indicadores de calidad del servicio son instrumentos creados por la CREG y usados por la SSPD para ejercer las funciones en materia de vigilancia y control de las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica que prestan los OR en el país.

Inicialmente, mediante la Resolución CREG 070 de 1998 se establecieron los indicadores DES y FES. Estos fueron los primeros indicadores de calidad del servicio que se supervisaron en el país. Llevar un registro de estos indicadores no requiere el desarrollo o implementación de

sistemas de registro o telecomunicaciones especializados, ya que, miden solamente las interrupciones que se presentan en los circuitos de distribución completos, es decir, solo se cuenta como interrupción una desconexión completa del circuito.

El ente Regulador estableció un límite anual y similar para todos los OR para los indicadores DES y FES, por lo anterior, esta metodología no permite evaluar en detalle la calidad del servicio prestado a cada usuario y no tiene en cuenta las particularidades que experimenta cada uno de los OR en la región donde presta el servicio.

Con el ánimo de tener una mayor certeza de las condiciones de calidad de servicio para cada usuario y teniendo en cuenta el mejoramiento y la masificación de los sistemas de información y tecnologías de la comunicación, entre otros aspectos, la CREG mediante la Resolución CREG 097 de 2008 introdujo dos nuevos indicadores para que los OR evaluaran y reportaran las condiciones de calidad del servicio en sus sistemas de distribución.

El primer indicador se denomina Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) el cual tiene como valor de referencia para su evaluación el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD). El segundo indicador se denomina Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador (ITT) y tiene como valor de referencia para su evaluación el promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGP). Ambos indicadores evalúan tanto de manera general, como de manera individual, la calidad media prestada por un OR.

Estos indicadores tienen como unidad básica de análisis ya no un circuito de distribución completo, sino que la medida de las interrupciones se hace al nivel de transformadores de distribución, lo que permite tener una mayor claridad y datos más ajustados a la realidad que experimentan cada uno de los usuarios del país. Por otro lado, se fijaron límites específicos para cada uno de los OR, ya no como un valor único para todos, sino que a partir de la calidad del servicio registrada por cada uno de ellos durante los años 2006 y 2007 se fijaron límites individuales y específicos para cada OR.

1.3. Definiciones y Metodología

A continuación, se presentan algunas definiciones que le facilitarán al lector, la comprensión de los resultados del presente estudio.

SAIDI: Indicador que mide la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado a un

sistema de energía eléctrica, normalmente se mide en minutos o en horas [2].

SAIFI: Indicador que mide la cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un usuario conectado a un sistema de energía eléctrica [2].

DES: Indicador que mide la duración equivalente de las interrupciones del servicio, se mide en horas y tienen en cuenta únicamente las interrupciones que ocurren en todo el circuito de distribución de energía eléctrica [3].

FES: Indicador que mide la frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio, se mide en veces y tienen en cuenta únicamente las interrupciones que ocurren en todo el circuito de distribución de energía eléctrica [3].

ITAD: Indicador que representa el nivel de calidad del servicio prestado durante un trimestre de cálculo. Este indicador tiene en cuenta la duración de las interrupciones y la cantidad de energía que en promedio el OR deja de suministrar a sus usuarios. Para la evaluación del desempeño de la calidad del servicio de cada OR, el ente regulador estableció un valor de referencia diferente para cada uno, este valor se denomina indicador IRAD [4].

ITT: Indicador que mide la relación entre la duración trimestral en horas de las interrupciones por transformador, dividido por el número de horas de un trimestre. Este indicador está definido por nivel de tensión y por grupo de calidad [4].

Grupos de calidad: Clasificación definida por la CREG que permite clasificar circuitos, tramos o transformadores que prestan el servicio de energía eléctrica, de acuerdo a su localización geográfica.

Grupo 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [4].

Grupo 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [4].

Grupo 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [4].

Grupo 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito [4].

Niveles de tensión: Los sistemas de transmisión regional (STR) y los sistemas de distribución local (SDL) se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

En términos generales, es posible generalizar de la siguiente forma: en los grupos de calidad 1, 2 y 3 se encuentran agrupados los usuarios urbanos y en el grupo de calidad 4 se encuentran los usuarios rurales del país.

Los indicadores de continuidad del servicio incluidos en este informe son: ITAD, SAIDI, SAIFI, DES, FES, además, con el fin de tener más claridad sobre la realidad particular de cada OR y usuario del país, se incluyen otros aspectos como son el número promedio de usuarios atendidos por cada OR, el grupo de calidad de cada usuario y el nivel de tensión en el que se encuentran.

1.4. Principales conclusiones del “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2016”

En el informe “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2016” [1], publicado por la SSPD, se identificó la existencia de una brecha significativa entre las condiciones calidad del servicio de energía eléctrica entre las diferentes regiones del país.

En el caso del indicador SAIDI, que tiene en cuenta la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario, se evidenció que los OR podían agruparse en dos conjuntos: un primer conjunto que agrupaba el 31,21% de la demanda del país, donde el promedio de interrupciones fue de 74 horas al año; y el segundo conjunto que agrupaba al 56,33% de la demanda nacional, donde el promedio de interrupciones fue 13 horas al año.

Del análisis realizado en 2016, diez OR, que agrupaban el 3% de la demanda del país, fueron excluidos del estudio debido a que no habían cumplido con los requisitos necesarios para ingresar al esquema de incentivos y compensaciones definido por la CREG desde 2008. Actualmente, la SSPD adelanta investigaciones relacionadas al incumplimiento de la regulación de calidad del servicio prestado por estos Operadores.

Así mismo, en dicho informe se pusieron de presente las diferencias identificadas entre la información de interrupciones y transformadores reportada por los OR al SUI y al LAC, situación que derivaba en unos resultados diferentes al momento de evaluar la calidad del servicio.

Se destaca que, derivado de tales actuaciones, a finales de 2017 y en los primeros meses de 2018 se suscribieron Programas de Gestión dirigidos principalmente al mejoramiento de la calidad del servicio con las empresas ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. y EMSERPUCAR E.S.P.

1.5. Actualidad Regulatoria

En enero de 2018 la CREG publicó la metodología que remunerará la actividad de distribución de energía eléctrica durante el siguiente periodo tarifario. Dentro de esta metodología se incluye la actualización del marco regulatorio de la calidad del servicio de energía eléctrica.

En lo relacionado con la calidad del servicio, se definieron varios cambios. Por ejemplo, los indicadores con los que se evaluará la calidad del servicio son el indicador SAIFI y el indicador SAIDI, ambos usados y reconocidos internacionalmente, lo cual permitirán comparar las condiciones de calidad del servicio en nuestro país a nivel mundial.

Los objetivos específicos establecidos a través de las diferentes propuestas regulatorias fueron los siguientes:

1. Incentivar la reposición de activos por parte de las empresas
2. Mejorar señales de calidad del servicio, tanto como en el esquema de calidad media e individual
3. Remunerar costos y gastos eficientes acordes con las inversiones reconocidas
4. Facilitar la incorporación de inversiones en nuevas tecnologías
5. Permitir la estabilidad para los usuarios
6. Promover empresas sostenibles y con suficiencia financiera
7. inversiones por 7,5 billones de pesos en los próximos cinco años

8. Reducción de las pérdidas de energía en 1.300 GWh en los próximos 5 años, equivalente al 2% de la demanda anual de energía eléctrica del país
9. Mejorar la estabilidad de los ingresos de las empresas en función de su gestión
10. Mejoras en la calidad promedio del país en los próximos 5 y 10 años
11. Mejor calidad para los denominados usuarios peor servidos acercándolos a la calidad media. Mientras se logra, los usuarios recibirán compensaciones cercanas al 6% del costo del servicio, aproximadamente 325 mil millones en 5 años [9].

Dados los cambios definidos por la CREG en relación a la medición y contabilización de las interrupciones, entre otros aspectos, la SSPD viene adelantando la revisión detallada de los requerimientos y los ajustes que deben realizarse al SUI.

2. Índice Trimestral Agrupado de la Continuidad

El ITAD es el indicador de calidad del servicio creado por la CREG en el cual se representa el nivel de calidad del servicio prestado a los usuarios del nivel de tensión 1 y de forma agregada, para los usuarios del nivel de tensión 2 y 3, durante cada trimestre del año. El ITAD tiene en cuenta la duración de las interrupciones y la energía que en promedio el OR deja de suministrar a sus usuarios. Para la evaluación del desempeño de la calidad del servicio de cada OR, el ente regulador estableció un valor de referencia del indicador que es diferente para cada uno de los OR, este valor de referencia se denomina IRAD.

Con el valor de referencia IRAD se establece un límite superior y un límite inferior de calidad de servicio para cada OR. El índice de referencia IRAD se calculó a partir de la información de las interrupciones que fueron reportadas en la base de datos del SUI y que ocurrieron cada sistema de distribución durante los años 2006 y 2007. La evaluación de la calidad del servicio que se presenta en los siguientes numerales, se realiza trimestralmente y atiende a lo mostrado en la tabla 1:

	Cuando el ITAD sobrepasa el límite superior del IRAD, se entiende que la calidad del servicio ha desmejorado con respecto a los años 2006 – 2007. Es decir, que en los últimos años ese distribuidor ha empeorado la calidad del servicio..
	Cuando el ITAD se encuentra dentro del rango del IRAD, la calidad del servicio se ha mantenido igual con respecto a los años 2006 – 2007. En otras palabras, el distribuidor no ha mejorado el servicio en los últimos 10 años.
	Cuando el ITAD se encuentra por debajo del límite inferior del IRAD, se entiende que la calidad del servicio ha mejorado con respecto a los años 2006 – 2007. Este es el escenario esperado donde el distribuidor sí ha mejorado el servicio en los últimos 10 años.

Tabla 1 Evaluación indicador ITAD

En la tabla 2 se muestra la evaluación del indicador ITAD en el nivel de tensión 1 para el año 2017. De aquí, es posible

concluir que durante el primer y tercer trimestre de 2017 se presentó el mayor número de posibles incumplimientos al indicador ITAD para el nivel de tensión 1, ya que, ocho OR presuntamente incumplieron el indicador. Este grupo de operadores atiende aproximadamente a 6 millones de usuarios, un 80% del total de usuarios conectados al nivel de tensión 1.

NIVEL DE TENSIÓN 1	T1	T2	T3	T4
COMPANHIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	Red	Red	Red	Red
RUITOQUE S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	N/A	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
CODENSA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	Red	Red	Red	Red
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
COMPANHIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
COMPANHIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P	Red	Red	Red	Red

Tabla 2 Indicador ITAD para nivel de tensión 1, año 2017

Los resultados del primer trimestre de 2017 contrastan con el desempeño en el segundo trimestre, en donde solamente tres OR no lograrían cumplir con la meta establecida, entre estos tres operadores se encuentra el 10% de los usuarios.

Finalmente, en el cuarto trimestre de 2017 se presentaría el mayor nivel de cumplimiento del indicador, nueve Operadores lograron alcanzar los niveles de calidad establecidos por la regulación.

Se observa que COMPANHIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. y CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO presuntamente incumplieron el indicador ITAD en el nivel de tensión 1 para todo el año 2017, situación comparable a la de CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP y ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. que posiblemente incumplieron el indicador para tres de los cuatro trimestres del año.

En la tabla 3 se muestra la evaluación del indicador ITAD para el año 2017, para los OR que atienden usuarios en los niveles de tensión 2 y 3. De la información de la tabla 3, es posible concluir que durante el primer y cuarto trimestre de 2017 se presentaría el mayor incumplimiento al indicador ITAD para los niveles de tensión 2 y 3, dado que podrían presentarse incumplimientos por parte de seis OR. Estas cifras contrastan con el desempeño para el segundo y tercer trimestre, en donde solamente tres OR no lograrían cumplir con la meta establecida.

Se observa que CENTRAL HIDROELÉCTRICA DEL CALDAS S.A. E.S.P. presuntamente incumplió el indicador ITAD en el nivel de tensión 2 y 3 para todo el año 2017,

situación comparable a la de CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. que posiblemente incumplieron el indicador para tres de los cuatro trimestres del año.

NIVEL DE TENSIÓN 2 Y 3	T1	T2	T3	T4
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
COMPANHIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P	Red	Red	Red	Red
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
RUITOQUE S.A. E.S.P.	N/A	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	Red	Red	Red	Red
COMPANHIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
CODENSA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	Red	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	Red	Red	Red	Red
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
COMPANHIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	Red	Red	Red	Red
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P	Red	Red	Red	Red

Tabla 3 Indicador ITAD para nivel de tensión 2 y 3, año 2017

Se observa, del análisis de las tablas 2 y 3 en conjunto que los Operadores COMPANHIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P., COMPANHIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. y EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. cumplieron el indicador ITAD simultáneamente en el nivel de tensión 1 y el nivel de tensión 2 y 3 agregado, para todo el año 2017.

Finalmente, el OR RUITOQUE S.A. E.S.P. no había ingresado al esquema de calidad del servicio de la Resolución CREG 097 de 2008 en el primer trimestre de 2017, por lo tanto, no fue evaluado en este periodo. La SSPD adelanta actualmente las respectivas investigaciones a todos los OR que presentan un presunto incumplimiento regulatorio a los límites establecidos para el indicador ITAD.

3. Indicadores SAIDI y SAIFI

3.1. Indicador SAIDI acumulado 2017

El indicador SAIDI se encuentra definido en el estándar “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” IEEE Std 1366-2012. [2], en este informe se mide en horas y da cuenta de la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado a un sistema de distribución de energía eléctrica.

En esta sección es importante aclarar que la duración de las interrupciones que son reportadas por los OR al SUI, corresponden a una duración acumulada, por lo tanto, no hay forma de discriminar interrupciones con duraciones menores a 3 minutos; estas interrupciones, a nivel internacional son excluidas del cálculo de indicadores y son consideradas interrupciones transitorias.

Otro aspecto clave para tener en cuenta es que actualmente el número aproximado de usuarios atendidos por los OR que han ingresado al esquema de calidad definido en la Resolución CREG 097 de 2008 es aproximadamente 13,4 millones de usuarios, lo que representa el 96,03% de los usuarios que se encuentran conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El restante 3.97% es atendido por OR que aún no han ingresado al esquema de calidad del servicio definido por la Resolución CREG 097 de 2008.

Para las figuras de barras que se muestran en esta sección se usa la convención de colores de la tabla 4, el color rojo indica que el valor del indicador supera el valor real del indicador calculado a nivel nacional por una desviación estándar, el color amarillo indica los valores del indicador que se encuentra dentro del rango de una desviación estándar del valor real y el color verde indica que el valor del indicador está por debajo del valor medio y una desviación estándar.

	Resultados con bajo desempeño , indicador por encima del valor del indicador nacional.
	Resultados con desempeño promedio , indicador dentro del valor del indicador nacional más o menos una desviación estándar.
	Resultados con buen desempeño , indicador por debajo del valor del indicador nacional.

Tabla 4 Convención colores, gráficos de barra

Respecto al informe anterior, *Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2016* [1], se decidió realizar dos cambios importantes: por una parte, presentar los resultados de los indicadores en términos de número de usuarios y, por la otra, utilizar la desviación estándar para evaluar el desempeño de un OR. Mientras la justificación para el primer cambio es completamente clara, en el segundo cambio se considera que la evaluación usando la desviación estándar es un criterio técnico con base en criterios estadísticos, que permite que los cálculos sean reproducibles y comparables.

En la figura 1, la línea naranja horizontal muestra el SAIDI acumulado para el año 2017 incluyendo 19 OR del país, se muestra que un usuario en Colombia experimentó en promedio 39,5 horas de interrupciones, lo que equivale a 1 día y 15 horas continuas sin servicio de energía. La línea gris de esta misma figura y en las demás figuras de esta sección presentan el valor real del indicador respectivo para el año 2016. Comparado con el SAIDI promedio del año 2016 se observa un aumento de 1,5 horas. Dentro del grupo de los 19 OR incluidos en la figura 1, se observa que 14 de ellos, que

atienden al 74% de los usuarios, tienen un valor de SAIDI que es menor que el promedio nacional.

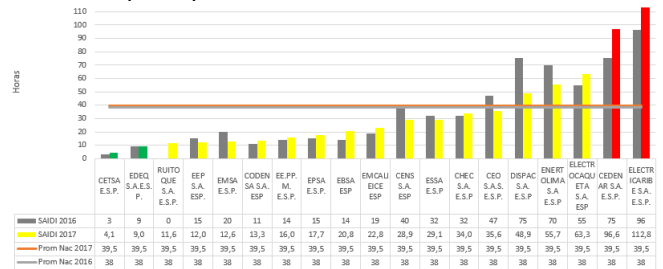


Figura 1 SAIDI por empresa Vs SAIDI Nacional año 2017

CEDENAR S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., que atienden a 2,8 millones de usuarios, el 20,69% del total del país, tienen un indicador SAIDI mayor a 90 horas, o lo que es lo mismo, 3 días y 18 horas sin servicio de energía eléctrica, valor que es más del doble de la duración promedio del país. Dos OR presentan un desempeño sobresaliente: EDEQ S.A. E.S.P. y CETSA S.A. E.S.P. tienen un indicador SAIDI que es menor al valor promedio del país menos una desviación estándar, estos dos OR atienden aproximadamente a 240 mil usuarios.

Aunque el indicador nacional equivale a 39,5 horas acumuladas de interrupciones al año por usuario, es clara la diferencia entre las condiciones de calidad del servicio prestado por cada OR, la situación que enfrentan los usuarios atendidos por uno u otro no solamente es heterogénea, sino que continúa siendo preocupantemente distinta.

Si comparamos la duración total de una interrupción por usuario en lo corrido del 2017, para los operadores CETSA S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., la duración esperada para un usuario del segundo OR sería 27 veces mayor, por ende, la agrupación de los 19 OR bajo un mismo valor promedio da una idea general del rendimiento del país en cuanto a calidad del servicio se refiere, pero esta forma de evaluar terminaría por desconocer, de un lado, las bajas condiciones en que una parte de la población recibe la energía eléctrica, y del otro, los estándares de calidad logrados por los OR que atienden al resto de la población.

Debe tenerse en cuenta en el análisis de la información de los indicadores SAIDI y SAIFI del presente capítulo debería incluir algunas particularidades en cada uno de los mercados de comercialización de cada OR, las cuales pueden influir en los procesos de gestión de los mantenimientos y operación de la red. Es claro que las condiciones geográficas y climáticas del país son heterogéneas, no solo espacialmente sino también temporalmente y se ha identificado que son un factor que afecta directamente las condiciones de calidad del

suman otros tres, los cuales tienen como característica que tienen un valor de SAIDI que es menor a la mitad del valor nacional, este grupo atiende al 39,7% del número de usuarios clasificados dentro de este grupo de calidad, es decir, 1 millón de usuarios.

Se observa una dispersión muy grande entre los Operadores con los mejores indicadores de calidad versus los que presentan los niveles de calidad más bajos, si comparamos la duración promedio de las interrupciones de los usuarios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P y CETSA E.S.P. para el grupo de calidad 3, se observa que los primeros usuarios experimentarán interrupciones con una duración 37 veces mayor.

La figura 5 muestra el indicador SAIDI para el año 2017 en el grupo de calidad 4. En esta figura, se han incluido únicamente los 19 OR que atienden usuarios clasificados en este grupo de calidad, en este grupo, se encuentra el 20,7% del número de usuarios, es decir, unos 2,8 millones de usuarios. Este grupo de calidad merece una especial importancia, ya que, abarca a un mayor número de usuarios que los grupos de calidad 2 y 3 juntos.

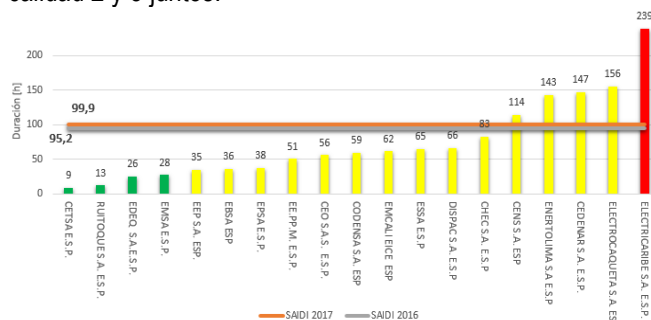


Figura 5. SAIDI por empresa Vs SAIDI Nacional grupo calidad 4, año 2017

Hay un grupo de cuatro OR que tienen un valor que es menor al valor nacional menos una desviación estándar. Estos Operadores atienden en total aproximadamente a 72 mil usuarios, a pesar de esta situación se puede concluir que a medida que aumenta el grado de dispersión de los usuarios en el área de influencia del OR, el valor del indicador SAIDI aumenta significativamente.

3.3. Indicador SAIFI acumulado 2017

El indicador SAIFI se encuentra definido en el estándar “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” IEEE

¹ RUITOQUE inició la aplicación del esquema de calidad del servicio de la Resolución 097 de 2008 en marzo de 2017, inició reporte de información en abril de 2017, se han evidenciado grandes inconsistencias en el reporte de interrupciones, no se reportó información de interrupciones para los

Std 1366-2012 [2] y da cuenta de la cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un usuario conectado al sistema de distribución local.

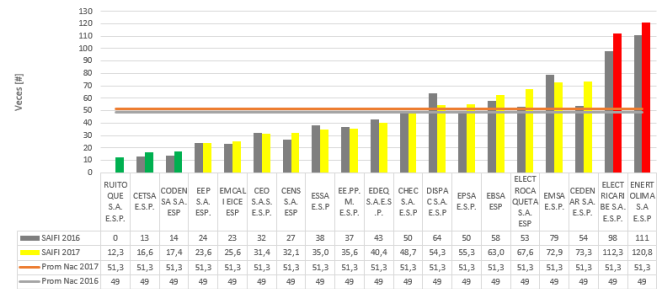


Figura 6. SAIFI por empresa Vs SAIFI Nacional año 2017

La línea naranja horizontal de la figura 6 muestra el SAIFI acumulado para el año 2017, para 19 OR del país, se muestra que un usuario en Colombia ha experimentado en promedio 51,3 interrupciones en el servicio de energía en lo corrido del año, este valor es mayor al registrado para el año 2016, se presentó un aumento de 2,3 en la frecuencia de las interrupciones. Se observa que 11 OR, que atienden al 64,7% del número de usuarios, tienen un valor de SAIFI que es menor que el valor nacional.

La figura 6 muestra que ENERTOLIMA S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. tienen un indicador SAIFI mayor a 110 veces, superando el valor del país, que es de 51,3 veces, más una desviación estándar. Estos dos OR atienden al 21% de los usuarios del país, es decir, unos 2,8 millones de usuarios. Dentro del grupo de 19 OR incluidos, se observa que solamente 3 de ellos tienen un valor de SAIFI que es menor que el valor nacional menos una desviación estándar, estos 3 OR atienden el 26,2% del número de usuarios, es decir unos 3,5 millones de usuarios ¹.

Aunque el valor del indicador nacional equivale a 51,3 interrupciones en promedio al año por usuario, es clara la diferencia entre las condiciones de calidad de servicio prestado por cada OR, la situación que enfrentan los usuarios atendidos por uno y otro OR no solamente es muy heterogénea; sino preocupantemente distinta, si comparamos el número de veces en promedio que un usuario tuvo interrupciones, en lo corrido del 2017, para el OR CETSA S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P., el número de interrupciones esperada para un usuario del segundo OR sería casi 10 veces mayor a las del primero.

meses 1,2,3,5 y 10, y las interrupciones reportadas para los meses 4 y 11 no son razonables.

Debido a que los OR actualmente deben reportar al SUI la suma de todas las interrupciones que ocurren en sus redes eléctricas, inclusive las interrupciones que son menores a tres minutos, es posible que el indicador SAIFI de la figura 6 presente valores significativamente altos. Las condiciones adversas climáticas de lluvia y viento pueden causar interrupciones transitorias en el servicio de energía eléctrica, a nivel internacional estas interrupciones se excluyen de los cálculos de indicadores de calidad del servicio.

3.4. Indicador SAIFI por grupo de Calidad año 2017

La figura 7 muestra el indicador SAIFI para el año 2017 en el grupo de calidad 1. Cuando se incluye el grupo de calidad, el bajo desempeño en el indicador SAIFI no cambia para ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P., a estos dos OR se les une EMSA S.A. E.S.P., estos tres OR reportan un valor de SAIFI que supera el valor nacional, que es 21,3 veces, más una desviación estándar, para el grupo de calidad 1. Se observa que no hay OR con indicador SAIFI menor al valor nacional menos una desviación estándar, pero si hay 3 OR que tienen un indicador que es menor a la mitad del valor del país, este grupo de OR atiende al 50,87% del número de usuarios clasificados dentro este grupo de calidad, es decir, unos 3,8 millones de usuarios.

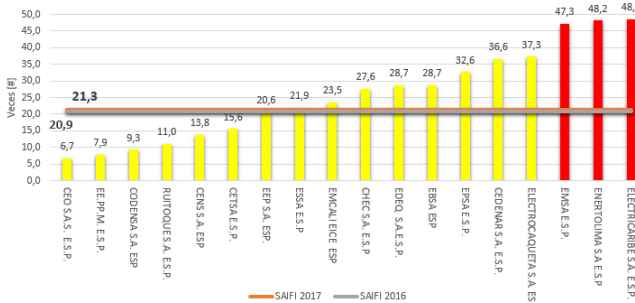


Figura 7 SAIFI por empresa Vs SAIFI Nacional grupo de calidad 1, año 2017

La figura 8 muestra el indicador SAIFI para el año 2017 en el grupo de calidad 2. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., EMSA S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P. reportan un valor de SAIFI que supera el valor nacional, que es 32,4 veces, más una desviación estándar². Estos tres OR atienden el 14,9% de usuarios, es decir, unos 147 mil usuarios en este grupo de calidad. Los resultados de la figura 8, muestran un buen desempeño de CETSA E.S.P; sin embargo, debe mencionarse que este OR reporta información de

² El OR EMSA reporta errores en el cargue de información del grupo de calidad 2, se han evidenciado grandes inconsistencias en el reporte de interrupciones, no se reportó información de interrupciones para los meses 5, 10, 11 y 12, además el número de usuarios para los que se reporta

interrupciones solo para los meses mayo y junio de 2017, por lo que, a juicio de esta entidad, el valor del indicador no es confiable.

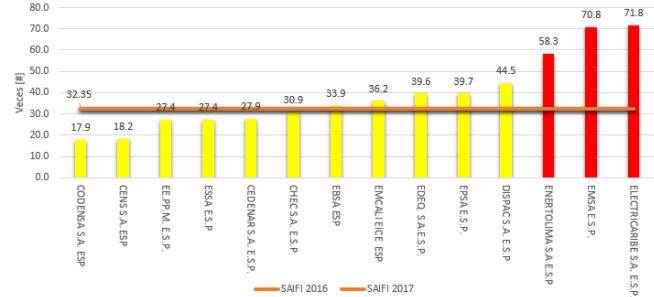


Figura 8. SAIFI por empresa Vs SAIFI Nacional grupo de calidad 2, año 2017

La figura 9 muestra el indicador SAIFI para el año 2017 en el grupo de calidad 3. Para el grupo de grupo de calidad 3 hay dos OR que presentan un desempeño destacado, desafortunadamente, desde el punto de vista del usuario, solamente el 3,5% de los usuarios se benefician de estas buenas condiciones de calidad del servicio en el grupo de calidad 3.

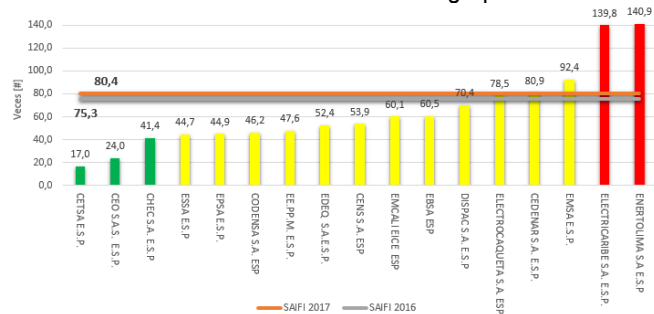


Figura 9. SAIFI por empresa Vs SAIFI Nacional grupo de calidad 3, año 2017

En el grupo de calidad 3, los resultados muestran que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P. presentan el desempeño más bajo en relación a indicadores de calidad del servicio, sus indicadores son prácticamente similares y superan por mucho el valor nacional del indicador de este grupo de calidad, aproximadamente 730 mil usuarios son atendidos por estos dos OR en este grupo de calidad.

La figura 10 muestra el indicador SAIFI para el año 2017 en el grupo de calidad 4. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P., nuevamente presentan un indicador SAIFI sumamente elevado que supera el valor del indicador del país, que es 114,5 veces, más una desviación estándar, para el grupo de calidad 4. Se identifican cinco OR

información es muy bajo, los meses 1, 6, 7, 8 y 9 el número promedio de usuarios reportados es 1,6 usuarios

que muestran un desempeño sobresaliente en el indicador SAIFI. Estos cinco OR atienden el 9,4% de usuarios del grupo de calidad 4, es decir, unos 260 mil usuarios del país.

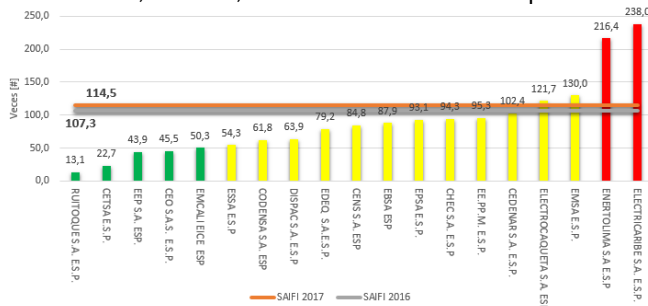


Figura 10. SAIFI por empresa Vs SAIFI Nacional grupo de calidad 4, año 2017

3.5. Análisis de indicadores por grupo de Calidad año 2017

La tabla 6 muestra los valores consolidados de indicadores SAIDI y SAIFI para el año 2017 en el país. En los cuatros grupos de calidad se observa que el valor de SAIFI es mayor que el valor de SAIDI, lo que nos permite concluir que el tiempo promedio de interrupción que experimenta cada usuario es menor a una hora, sin embargo y como se mencionó en la sección 3.3 la frecuencia de fallas puede verse afectada por un número importante de interrupciones transitorias menores a 3 minutos, que son reportadas al SUI por parte de los OR, pero que actualmente no es posible discriminar. Igualmente se observa que las condiciones de calidad desmejoran significativamente en la medida que aumenta el grupo de calidad.

Grupo de calidad	Resumen grupo calidad 2017		Resumen grupo calidad 2016	
	SAIDI Nacional	SAIFI Nacional	SAIDI Nacional	SAIFI Nacional
1	15,9	21,31	15,63	20,94
2	19,95	32,42	19,22	32,35
3	51,59	80,38	47,43	75,26
4	99,89	114,54	95,24	107,25

Tabla 5. Indicadores reales nivel nacional por grupo de calidad

Gracias a que se calculó el indicador SAIDI y SAIFI nacional por grupo de calidad, para los años 2016 y 2017, se observa que las condiciones de calidad desmejoraron en todos los grupos de calidad en comparación con el año 2016.

3.6. Indicadores de calidad por nivel de tensión

Como parte de la revisión de los comentarios enviados por los distintos agentes al “*Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia, 2016* [1]”, se encontró la solicitud a no limitar el análisis de indicadores de calidad, teniendo en cuenta solamente la demanda del OR, sino también incluir otro tipo de variables que permitan segregar y

profundizar en el detalle las condiciones de calidad del servicio que es prestado a los usuarios en el país.

En esta sección se presentan los resultados luego del cálculo y análisis de indicadores de calidad teniendo en cuenta el nivel de tensión del usuario. La SSPD considera relevante este análisis, ya que, las características de los usuarios cambian de acuerdo al nivel de tensión al que se conectan, por ejemplo, es posible generalizar que una gran cantidad de usuarios que se conectan en un nivel de tensión mayor al 1 corresponden a usuarios industriales. Por lo anterior, los resultados diferenciados por nivel de tensión dan una señal respecto de las condiciones de calidad que es ofrecida por los OR a este tipo de usuarios.

3.7. Indicador SAIDI por nivel de tensión

La figura 11 muestra el indicador SAIDI para el nivel de tensión 1. En esta figura se muestra el valor del indicador, para 19 Operadores que atienden usuarios en este nivel de tensión, dentro de este grupo se encuentran aproximadamente 13,4 millones de usuarios. Los resultados de la figura 11 son prácticamente los mismos que se presentan en la figura 1, en donde se muestra el comportamiento del indicador SAIDI en el año 2017 para todo el país, la razón de esto es clara, el número de usuarios que son atendidos en el nivel de tensión 1 tienen el mayor peso en relación con la totalidad de usuarios en el país. Los valores del indicador SAIDI para cada OR son prácticamente los mismos. Así mismo, se mantiene el valor del indicador SAIDI para el nivel de tensión 1 igual que el valor del indicador SAIDI para el país.

CEDEMAR S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., que atienden a 2,8 millones de usuarios, el 20,66% del total del país, tienen un indicador SAIDI mayor a 90 horas, o lo que es lo mismo, 3 días y 18 horas sin servicio de energía eléctrica, valor que es más del doble de la duración registrada para el país. CETSA. S.A. E.S.P. y EDEQ S.A. E.S.P. tienen un indicador SAIDI que es menor al valor del indicador del país menos una desviación estándar, en el nivel de tensión 1.

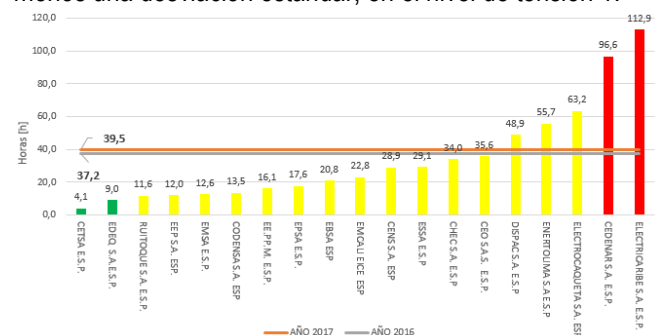


Figura 11. SAIDI por Operador, nivel de tensión 1, año 2017

Estos dos OR atienden aproximadamente a 240 mil usuarios en este nivel de tensión.

En la gráfica 11 se destaca que hay 14 Operadores que tienen un indicador SAIDI que está por debajo del promedio nacional, este grupo de OR atiende aproximadamente 10 millones de usuarios en el país, en este nivel de tensión.

La figura 12 muestra el valor del indicador SAIDI para 16 OR que de acuerdo a la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 2. Antes de presentar las conclusiones debe mencionarse que el número de usuarios que son atendidos en este nivel de tensión es muy reducido, si lo comparamos con el número de usuarios pertenecientes al nivel de tensión 1. En la gráfica 12 se muestran resultados para un total de 11.930 usuarios que están reportados en el SUI como atendidos en el nivel de tensión 2.

En la figura 12 no se incluyen resultados para los OR RUITOQUE S.A. E.S.P., CEDENAR S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P., ya que, a la fecha estos OR vienen reportando las interrupciones de los clientes en los niveles de tensión 2 y 3 en el formato 4 del SUI. La Superintendencia, durante la etapa de análisis de información decidió no incluir las interrupciones reportadas en el formato 4 debido a que estas interrupciones no son comparables de ninguna forma a las interrupciones reportadas en el formato 5. Para dar una claridad al lector sobre este aspecto, en el formato 4 solo se reportan interrupciones cuando se presenta una interrupción en todo el circuito que presta el servicio a un usuario, claramente estas interrupciones son mucho menos frecuentes e incluir esta información dentro del análisis de resultados puede llevar a conclusiones erróneas.

Se observa que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. presenta el valor del indicador más alto de todos los OR, no solo supera el valor del indicador para el país, sino que también lo supera por una desviación estándar; este OR atiende aproximada-

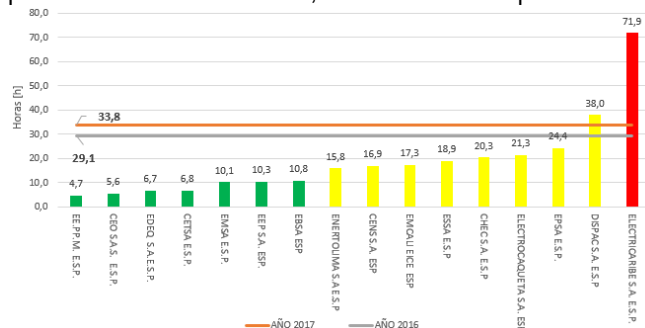


Figura 12. SAIDI por Operador, nivel de tensión 2, año 2017

mente 3.600 usuarios, entre los cuales principalmente se encuentran usuarios industriales, pero también pueden existir

algunos usuarios residenciales u oficiales, instalaciones dedicadas a servicios de salud, entre otros.

Los 14 Operadores restantes entre los cuales atienden aproximadamente 8.200 usuarios, no sobrepasan el valor del indicador SAIDI del país para el nivel de tensión 2 en el 2017, el cual es de 33,8 horas. El Operador con el mejor desempeño es EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. que atiende un aproximado de 1.600 usuarios, este OR junto con otros 6 OR ofrecen los mejores valores del indicador SAIDI del país, que se encuentra por debajo del valor nacional menos una desviación estándar.

La figura 13 muestra el valor del indicador SAIDI para 15 OR que de acuerdo con la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 3.

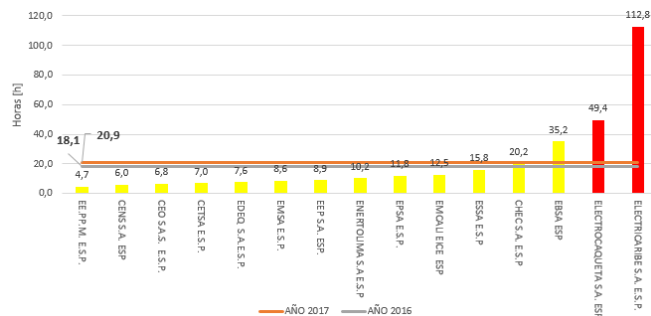


Figura 13. SAIDI por Operador, nivel de tensión 3, año 2017

El número de usuarios que es atendido en este nivel de tensión es significativamente bajo, se tiene en total 1.527 usuarios en este nivel de tensión. Los 139 usuarios atendidos en conjunto por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P. experimentan los niveles más altos del indicador SAIDI, ambos muy por encima del valor del indicador nacional para el nivel de tensión 3 que se situó en el año 2017 en 20,9 horas.

La figura 14 muestra el valor del indicador SAIDI para los 8 OR que de acuerdo con la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 4. Dentro de la información que es reportada a la SSPD por parte de los Operadores, se encuentran 76 usuarios.

La Superintendencia es consiente que para el nivel de tensión 4, la CREG ha establecido un esquema diferente para la evaluación de las condiciones de calidad del servicio; sin embargo, los resultados que se muestran esta sección al igual que los resultados de todo el informe son informativos y su principal objetivo es mostrar y tratar de reflejar las condiciones reales de calidad del servicio en el país, en especial para usuarios industriales, para los cuales normalmente no se dispone de información.

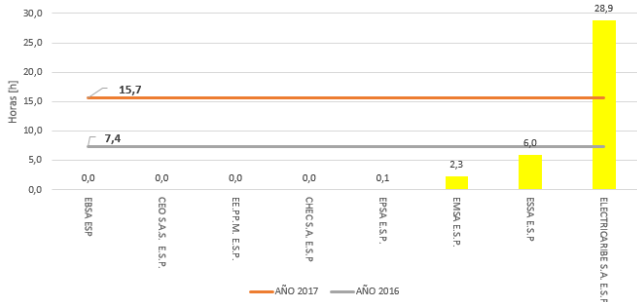


Figura 14. SAIDI por Operador, nivel de tensión 4, año 2017

3.8. Indicador SAIFI por nivel de tensión

La figura 15 muestra el indicador SAIFI para el nivel de tensión 1. En esta figura se muestra el valor del indicador, para 19 Operadores que atienden usuarios en este nivel de tensión, dentro de este grupo se encuentran aproximadamente 13,4 millones de usuarios.

Los resultados de este gráfico son prácticamente los mismos que se presentan en la figura 6 en la cual se muestra el indicador SAIFI para el año 2017 para todo el país. La razón de esto es clara, el número de usuarios que son atendidos en el nivel de tensión 1 tienen el mayor peso en relación con la totalidad de usuarios en el país. De la misma forma, se mantiene casi igual el valor promedio del indicador SAIFI para el nivel de tensión 1 respecto del total país.

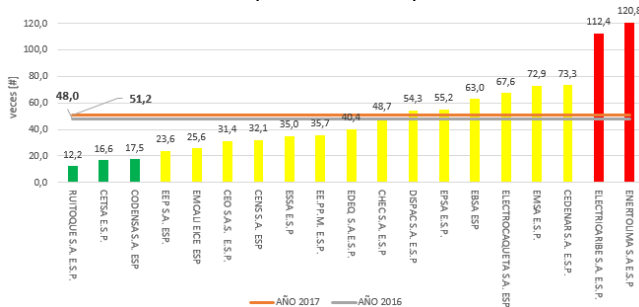


Figura 15 SAIFI por Operador, nivel de tensión 1, año 2017

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P. que atienden en conjunto a 2,8 millones de usuarios, el 21% del total del país, tienen un indicador SAIFI mayor a 110 veces, superando el valor medio del país, que es de 51,2 veces más una desviación estándar, valor que es más del doble del indicador del país. Finalmente, hay un grupo de 5 OR que atienden al 31,3% de los usuarios, unos 4,2 millones de usuarios, que tienen un indicador SAIFI menor a 25,6 veces, este corresponde a mitad del valor del país. Solamente RUITOQUE S.A. E.S.P., CETSA E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P. tienen un indicador SAIFI que es menor al valor del país menos una desviación estándar, en el nivel de tensión 1. Estos tres OR atienden aproximadamente a 3,3 millones de usuarios.

La figura 16 muestra el valor del indicador SAIFI para 16 OR que de acuerdo a la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 2. En total se tienen en este nivel de tensión 11.930 usuarios que están reportados en el SUI como atendidos en el nivel de tensión 2.

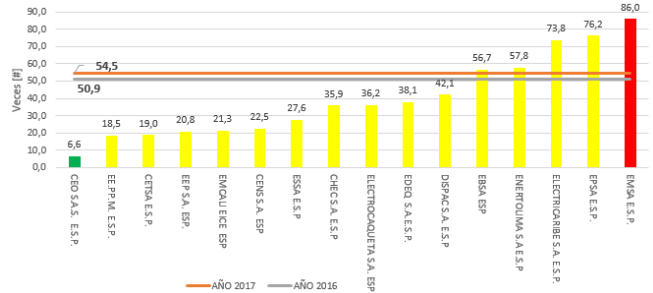


Figura 16. SAIFI por Operador, nivel de tensión 2, año 2017

Se observa que EMSA S.A. E.S.P. presenta un indicador más alto que todos los OR, no solo supera el promedio para el país, sino que también lo supera por una desviación estándar, este OR atiende aproximadamente 100 usuarios, entre los cuales principalmente se encuentran usuarios industriales, pero también pueden existir algunos usuarios residenciales u oficiales, instalaciones dedicadas a servicios de salud, entre otras.

El Operador CEO S.A.S. E.S.P. sobresale por su valor bajo en el indicador SAIFI, este es significativamente bajo, mostrando un indicador que es menos de la mitad que el siguiente Operador en la lista.

La figura 17 muestra el valor del indicador SAIFI para 15 OR que de acuerdo a la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 3. De acuerdo a la información reportada al SUI, se observa que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y EBSA ESP presentan los niveles más bajos del indicador SAIFI en el nivel de tensión 3, estos dos OR presentan un indicador de número de interrupciones que es más de tres veces el valor del indicador del país.

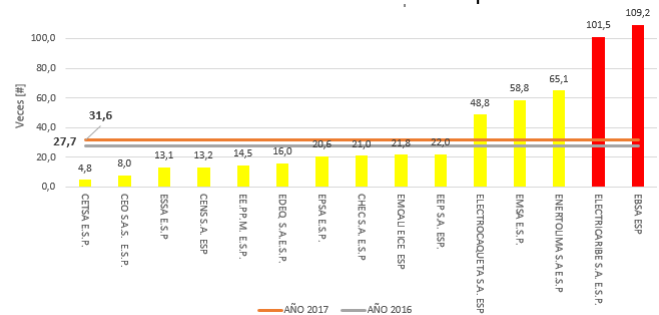


Figura 17. SAIFI por Operador, nivel de tensión 3, año 2017

La figura 18 muestra el valor del indicador SAIFI para los 8 OR que de acuerdo con la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 4. En este nivel el Operador con los niveles más altos de SAIFI se registran a ESSA E.S.P., quien supera el valor medio para el país por más de una desviación estándar.

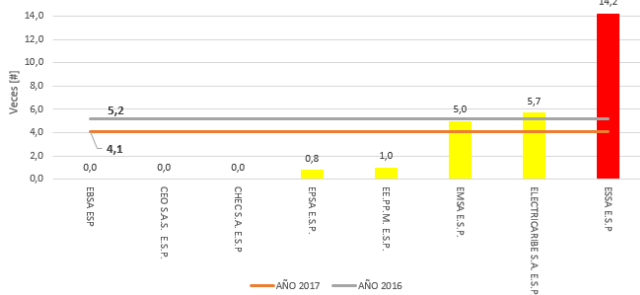


Figura 18. SAIFI por Operador, nivel de tensión 4, año 2017

3.9. Indicadores de calidad por Municipio

Luego de evidenciar las grandes diferencias de los indicadores de calidad que se presentan al revisar los indicadores por OR y por grupo de calidad, esta Superintendencia consideró importante dar un paso adicional sobre las condiciones reales de calidad que es suministrada por los OR en Colombia, para esto se calcularon los municipios del país con mayores interrupciones.

Los indicadores de calidad del servicio por municipio que se presentan en esta sección fueron enviados a consulta a los respectivos OR del país. En general, los resultados obtenidos y que se muestran en este documento son similares a la información calculada por los Operadores de Red. En todo caso, las posibles diferencias entre el cálculo hecho por los OR respecto del cálculo realizado por la Superintendencia tienen como causa los distintos ciclos de facturación que tienen los operadores y las refacturaciones que realizan los OR ante reclamaciones, ajustes o errores.

La figura 19 muestra el indicador SAIDI para cada una de las capitales de departamento en Colombia, se excluyen de este listado los municipios en los cuales el OR que presta el servicio de energía, no ha iniciado a aplicar el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008. El indicador SAIDI promedio para las capitales de departamento es de 26,7 horas, se observa que hay 10 municipios por encima del promedio nacional y que 4 municipios se encuentran por encima del promedio más una desviación estándar.

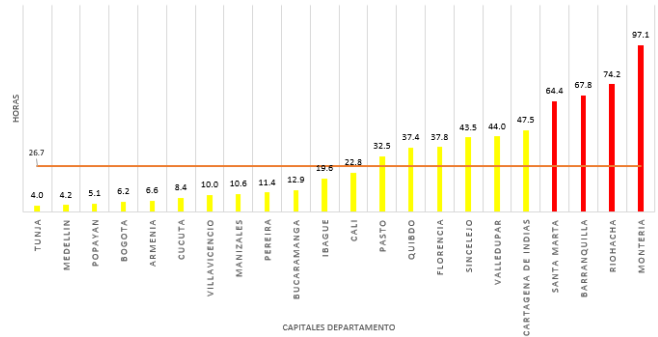


Figura 19. SAIDI para capitales de departamento

La figura 20 muestra que el indicador SAIFI promedio para las capitales de departamento es de 37,2 veces, se observa que hay 11 municipios por encima del promedio nacional, igualmente se observa que Bogotá D.C. al igual que los municipios de Cúcuta, Tunja, Pereira, Cali, Armenia, Medellín, Popayán, Bucaramanga y Manizales presentan indicadores de calidad SAIDI y SAIFI que están por debajo del promedio de indicadores para las capitales del país.

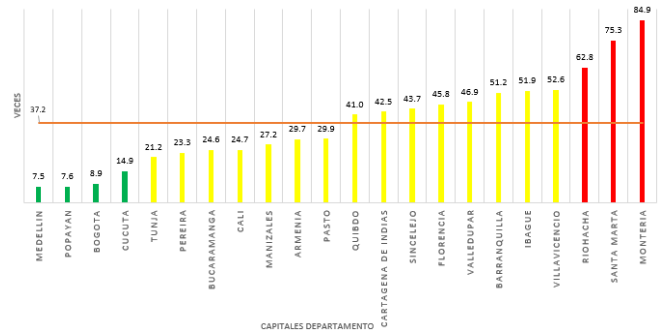


Figura 20. SAIFI para capitales de departamento

La figura 21 muestra un histograma de frecuencia del indicador SAIDI calculado para los municipios del país. De la figura se observa que el 80% de los municipios del país que son atendidos por empresas que aplican el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 (aproximadamente 800 municipios), tienen un indicador SAIDI menor a 140 horas.

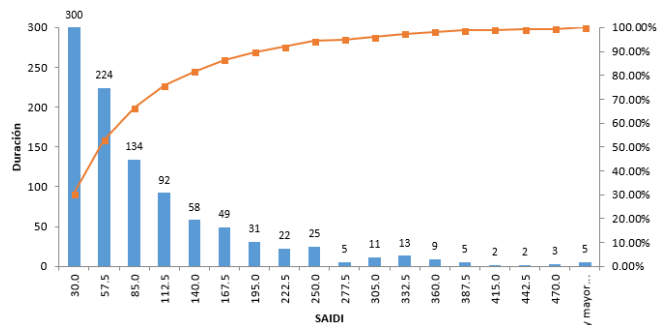


Figura 21 Histograma de indicador SAIDI por municipios

La figura 22 muestra un histograma de frecuencia del indicador SAIFI calculado para los municipios del país. De la

figura se observa que el 80% de los municipios del país, tienen un indicador SAIFI menor a 180 veces.

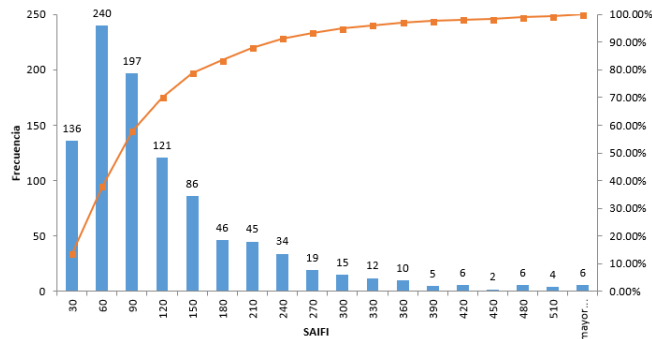


Figura 22 Histograma de indicador SAIFI por municipios

En las tablas que se muestran a continuación se pueden consultar los municipios del país con los niveles más bajos de calidad para cada uno de los OR. La tabla 6 muestra el listado de los 10 municipios en Colombia que presentan los niveles más bajos de calidad del servicio, se escogieron los cinco municipios con los niveles más bajos de SAIDI y SAIFI respectivamente.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# USUARIOS
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	NARIÑO	MAGUI	827,1	499,3	844,0
		ROBERTO PAYAN	821,7	483,0	955,1
CODENSA S.A. ESP	META	CABUYARO	658,9	273,4	309,3
		PINILLOS	604,1	429,2	3939,5
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	MAGDALENA	ZONA BANANERA	476,7	475,8	9924,4
	BOLIVAR	NOROSI	457,9	920,0	2,3
	BOLIVAR	RIO VIEJO	340,5	734,0	2165,8
	BOLIVAR	ARENAL	390,2	727,0	1612,8
	BOLIVAR	TIQUISIO	469,7	661,5	369,7
	BOLIVAR	REGIDOR	270,7	579,4	927,8

Tabla 6. Listado de municipios con indicadores más bajos de calidad en Colombia, 2017

Se hace un llamado por parte de esta Superintendencia para que se tomen las medidas necesarias en cada uno de los municipios que se listan a continuación, ya que, son específicamente estos municipios los más afectados por bajas condiciones de calidad del servicio.

En cada una de las tablas se han identificado los tres municipios con los indicadores SAIDI y SAIFI por cada OR para el año 2017. Debido a que el número de usuarios reportado cada mes del año varía, en la última columna de cada tabla se muestra el número promedio de usuarios mensual que ha sido reportado al SUI por el OR. El SAIDI se muestra en horas al año y el SAIFI está en número de interrupciones al año.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. ESP	BOYACA	LABRANZAGRANDE	186,6	81,2	860,4
		PISBA	168,8	77,3	194,3
		PAYA	155,8	59,9	195,4
		QUIPAMA	124,4	362,1	1383,4
	SANTANDER	ALBANIA	101,7	361,7	427,0

Tabla 7. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. ESP

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS	
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	Caldas	SAMANA	190,8	178,4	7716,8	
		TOLIMA	SAN SEBASTIAN DE MAR	159,0	145,2	518,4
		ANTIOQUIA	NARINO	130,7	149,7	666,9
		Caldas	SAMANA	190,8	178,4	7716,8
		ANTIOQUIA	NARINO	130,7	149,7	666,9
	TOLIMA	SAN SEBASTIAN DE MAR	159,0	145,2	518,4	

Tabla 8. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	NARIÑO	MAGUI	827,1	499,3	844,0
		ROBERTO PAYAN	821,7	483,0	955,1
		BARBACOAS	358,9	251,8	5871,4
		MAGUI	827,1	499,3	844,0
		ROBERTO PAYAN	821,7	483,0	955,1
		BARBACOAS	358,9	251,8	5871,4

Tabla 9. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	QUINDIO	GENOVA	26,7	130,4	2448,3
		PIJAO	14,6	101,1	1711,1
		BUENAVISTA	13,8	89,0	818,1

Tabla 10. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	SANTANDER	ALBANIA	186,6	97,1	1751,5
		JESUS MARIA	180,8	103,3	1408,3
		GAMBITA	164,3	158,2	1084,5
		ENCINO	139,4	216,8	903,2
		CHARALA	77,9	164,3	5009,1
		GAMBITA	164,3	158,2	1084,5

Tabla 11. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS	
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	CHOCO	NOVITA	99,5	206,0	13,0	
		SAN JOSE DEL PALMAR	73,6	197,8	800,5	
		VALLE DEL CAUCA	CARTAGO	62,0	168,4	373,8
		NOVITA	99,5	206,0	13,0	
		SAN JOSE DEL PALMAR	73,6	197,8	800,5	
		VALLE DEL CAUCA	EL CAIRO	36,7	173,6	2644,8

Tabla 12. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.

El listado de municipios de la tabla 12, muestra los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI más altos para los municipios atendidos por EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., es necesario mencionar que, en el municipio de Novita, departamento del Chocó, al igual que en otros municipios del país, se presenta el caso de que más de un OR presta el servicio de energía en un mismo municipio. En este caso particular, Novita también es atendido por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 97,8 horas, SAIFI:76,2 veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	CORDOBA	SAN JOSE DE URE	320,2	246,6	27,0
		VALENCIA	186,1	142,0	116,1
		MONTELIBANO	182,9	428,8	16,0
		SAN FRANCISCO	149,1	494,7	1892,5
		MONTELIBANO	182,9	428,8	16,0
		VALDIVIA	64,6	347,6	5140,1

Tabla 13. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.

El listado de municipios de la tabla 13, muestra los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI más altos para los municipios atendidos por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., es necesario mencionar que, en el municipio de San José de Uré, departamento del Córdoba, también es atendido por la ELECTRICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 287 horas, SAIFI: 418,9 veces. El municipio de Montelíbano, departamento del Córdoba, también es atendido por la ELECTRICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 75,6 horas, SAIFI: 88,9 veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI
ELECTRICADORA DEL META S.A. E.S.P.	META	EL CALVARIO	23.2	397.0
		PUERTO RICO	20.4	263.5
		PUERTO LLERAS	20.9	217.7

Tabla 14. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de ELECTRICADORA DEL META S.A. E.S.P.

Del listado de municipios de la tabla 14, solo preocupan los indicadores más altos de SAIFI de la ELECTRICADORA DEL META S.A. E.S.P. Al revisar los valores obtenidos, se observa que el indicador SAIDI para todos los municipios atendidos por el OR es menor que el promedio nacional del 2017. En este caso particular El Calvario, en el departamento del Meta, también es atendido por la CODENSA S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 159 horas, SAIFI: 72,8 veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	LA ESPERANZA	448,5	124,5	1556,9
		GRAMALOTE	230,6	124,5	1541,5
		BUCARASICA	204,1	138,8	1164,3
		CUCUTILLA	152,4	200,5	2397,0
		HACARI	28,2	184,7	2708,8
		BUCARASICA	204,1	138,8	1164,3

Tabla 15. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
ELECTRICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	229,04	154,31	56,9
		CAQUETA VALPARAISO	176,1	185,24	2021,8
		CAQUETA MILAN	165,31	100,75	1820,7
		CAQUETA VALPARAISO	176,1	185,24	2021,8
		CAQUETA SAN JOSE DEL FRAGUA	131,53	157,78	3267,5
		PUTUMAYO	229,04	154,31	56,9

Tabla 16. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de ELECTRICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	VALLE DEL CAUCA	ALCALA	87,3	53,9	15,0
		RISARALDA BALBOA	77,6	41,2	19,0
		RISARALDA SANTA ROSA DE CABAL	71,0	73,5	468,2
		RISARALDA SANTA ROSA DE CABAL	71,0	73,5	468,2
		RISARALDA MARSELLA	70,9	60,9	371,3
		VALLE DEL CAUCA ALCALA	87,3	53,9	15,0

Tabla 17. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.

El listado de municipios de la tabla 17, muestra los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI más altos para los municipios

atendidos por la EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. Balboa, en el departamento de Risaralda también es atendido por la CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 63,7 horas, SAIFI: 62,7 veces. Alcalá, en el departamento de Valle del Cauca también es atendido por la EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 35,8 horas, SAIFI: 119, veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
CODENSA S.A. ESP	META	CABUYARO	658,9	273,4	309,3
		CUNDINAMARCA PARATEBUENO	293,3	183,6	2448,3
		BOYACA QUIPAMA	266,2	425,6	283,4
		BOYACA QUIPAMA	266,2	425,6	283,4
		CUNDINAMARCA TOPAIPÍ	112,3	326,2	1329,8
		CUNDINAMARCA YACOPI	179,7	321,6	3356,3

Tabla 18. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de CODENSA S.A. ESP.

El listado de municipios de la tabla 18, muestra los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI más altos para los municipios atendidos por CODENSA S.A. E.S.P., Cabuyaro, en el departamento de Meta, también es atendido por la ELECTRICADORA DEL META S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 7 horas, SAIFI: 40,2 veces. Quipama, en el departamento de Boyacá también es atendido por la EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 124,4 horas, SAIFI: 362,1 veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI
ELECTRICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	PINILLOS	604.1	429.2
		BOLIVAR MONTECRISTO	501.7	502.03
		MAGDALENA ZONA BANANERA	476.7	475.79
		BOLIVAR NOROSI	457.89	920.0
		BOLIVAR RIO VIEJO	340.51	734.0
		BOLIVAR ARENAL	390.15	727.0

Tabla 19. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de ELECTRICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.	VALLE DEL CAUCA	VIJES	82,3	70,5	2,0
		VALLE DEL CAUCA JAMUNDI	40,2	53,9	573,3
		CAUCA PUERTO TEJADA	23,8	54,7	5822,8
		VALLE DEL CAUCA VIJES	82,3	70,5	2,0
		CAUCA PUERTO TEJADA	23,8	54,7	5822,8
		VALLE DEL CAUCA JAMUNDI	40,2	53,9	573,3

Tabla 20. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.

El listado de municipios de la tabla 20, muestra los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI más altos para los municipios atendidos por EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P., Jamundí, en el departamento de Valle del Cauca también es atendido por la EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 22,8 horas, SAIFI: 87,1 veces. Vijes, en el departamento de Valle del Cauca también es atendido por la EMPRESA DE ENERGIA DEL

PACÍFICO S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 39,15 horas, SAIFI: 66,9 veces. Puerto Tejada, en el departamento de Cauca también es atendido por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE, los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 20,1 horas, SAIFI: 29,8 veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	CHOCO	BAGADO	232,9	40,6	963,3
		MEDIO BAUDO	174,8	109,9	1595,3
		LLORO	154,8	126,1	1508,7
		LLORO	154,8	126,1	1508,7
		ATRATO	111,1	123,2	1662,3
		MEDIO BAUDO	174,8	109,9	1595,3

Tabla 21. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P	TOLIMA	RIOBLANCO	187,9	343,4	5375,0
		NATAGAIMA	167,8	348,0	5742,0
	TOLIMA	PRADO	155,9	234,7	3091,4
	CUNDINAMARCA	RICAUARTE	142,8	372,2	125,2
	TOLIMA	NATAGAIMA	167,8	348,0	5742,0
	TOLIMA	RIOBLANCO	187,9	343,4	5375,0

Tabla 22. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P.

El listado de municipios de la tabla 22, muestra los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI más altos para los municipios atendidos por COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P., Ricaurte, en el departamento de Cundinamarca, también es atendido por la CODENSA S.A. E.S.P., los indicadores de calidad que presta este último OR en el municipio son: SAIDI: 58,76 horas, SAIFI: 59,26 veces.

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	# PROM. USUARIOS
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	CAUCA	SANTA ROSA	160,5	65,4	1848,8
		ARGELIA	137,1	70,6	6532,8
		FLORENCIA	95,1	48,8	1407,5
		CALDONO	78,5	77,4	8586,2
		ARGELIA	137,1	70,6	6532,8
		EL TAMBO	79,7	68,8	13733,9

Tabla 23. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.

Si bien el análisis de indicadores SAIDI y SAIFI por grupo de calidad muestra resultados contundentes, el análisis por municipios muestra resultados desconcertantes. El listado de los 10 municipios con las peores condiciones de calidad del servicio en el país muestra que un usuario en Colombia puede presentar más de 900 interrupciones al año y al sumar la duración de estas interrupciones llegar a un valor de 800 horas.

Esta Superintendencia concluye que, a la fecha, el objetivo de homogenizar las condiciones de calidad del suministro eléctrico para todos los usuarios del país no se ha logrado y dista mucho de lograrse. Claramente la diferenciación de usuarios en los actuales grupos de calidad incentiva a los OR a concentrar su atención y recursos en los grandes centros

urbanos poblados, dejando relegados a los usuarios localizados en las zonas apartadas en donde la densidad poblacional es baja. Si bien esta situación puede fundamentarse razonablemente en la eficiencia de las inversiones, se considera que la brecha es demasiado amplia y puede afectar el principio de equidad al que hace referencia el artículo 6 de la Ley 143 de 1994.

4. Indicadores DES y FES

Como se mencionó en la primera sección de este informe, los OR que aún no han cumplido los requisitos para la medición de interrupciones, establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 deben continuar midiendo la calidad de servicio usando los indicadores: Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES), y Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES), estos indicadores fueron establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998 [3].

La evaluación de estos indicadores se realiza de manera trimestral, usando como referencia los límites establecidos por la CREG para todos los OR. La Regulación permite que los OR ajusten el valor límite de los indicadores DES y FES para cualquiera de los trimestres, en todo caso, la meta establecida para el año no es modificable. Se exige a los OR informar previamente a la CREG y a la Superintendencia los valores máximos admisibles de los indicadores por grupo de calidad para cada uno de los trimestres del año; en caso de no hacerlo oportunamente y bajo las condiciones establecidas, los OR son evaluados de acuerdo a los valores máximos admisibles trimestrales establecidos en la Resolución CREG 113 de 2003.

Una limitante para realizar la comparación de los indicadores de calidad de servicio para los usuarios atendidos por un OR que ya ingresó al esquema de calidad definido en la Resolución CREG 097 de 2008 y un OR que aún no han ingresado al esquema, reside en que estos últimos no cuentan con el detalle de interrupciones por cada transformador, ni se tiene información confiable acerca de la vinculación de cada usuario a un transformador de distribución, por esta razón, los indicadores DES y FES muestran un nivel de duración y número de interrupciones solamente cuando se presenta en todo un circuito, esta situación claramente es mucho menos frecuente; como resultado, los valores de DES y FES son mucho menores que los observados que en las secciones de los indicadores SAIDI y SAIFI.

Es muy importante aclarar que los valores obtenidos de DES y FES no pueden ser comparados directamente con los valores obtenidos con los valores de SAIDI y SAIFI.

4.1. Indicador DES acumulado 2017

La figura 23 muestra el indicador DES para el año 2017. En esta figura, se han incluido únicamente los nueve OR que durante el 2017 midieron las interrupciones usando el indicador DES, para aproximadamente 550 mil usuarios. Dentro de este análisis no se incluye EMSERPUCAR, dado que aún no cuenta con cargos aprobados por parte de la CREG y no se cuenta con información suficiente en el SUI para realizar el seguimiento a la calidad del servicio. Como se mencionó anteriormente, con esta empresa se suscribió un Programa de Gestión en el año 2017.

El indicador DES muestra la misma tendencia que el indicador SAIDI, analizado en la sección 3. El promedio del indicador del país es 40 horas acumuladas de interrupciones en promedio al año, en términos muy sencillos los usuarios no cuentan con el servicio de energía en promedio 3,3 horas al mes. Es clara la exagerada diferencia entre las condiciones de calidad de servicio prestado por algunos OR de este conjunto, si comparamos la duración total de una interrupción

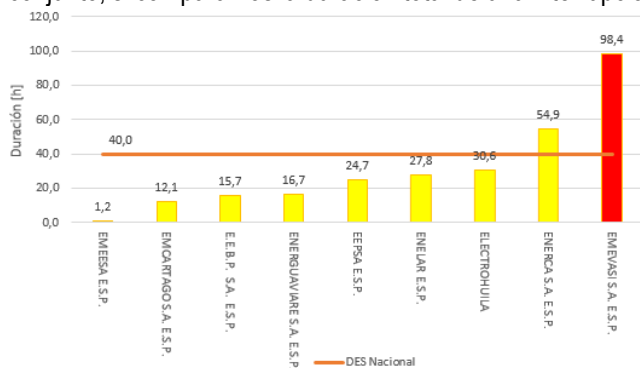


Figura 23. DES acumulado por OR año 2017

por usuario en lo corrido del 2017 para EMCARTAGO E.S.P. y la EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P., la duración esperada para un usuario del segundo OR sería 8 veces mayor.

Se observa que el OR con el desempeño más bajo es EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P. que registra un valor de DES igual a 98,4 horas, este valor supera el valor promedio más una desviación estándar. Los OR que presentan el mejor desempeño son EMCARTAGO S.A. E.S.P., EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. y EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. El grupo de estos 3 OR, atiende un aproximado de 65 mil usuarios.

En la siguiente sección se analizarán en profundidad los valores de indicador DES, discriminando a los usuarios por el grupo de calidad al cual pertenecen, de igual forma, cada uno

de los grupos de calidad tiene un valor límite establecido por la CREG en la Resolución 103 de 2004 [5].

4.2. Indicador DES por grupo de Calidad año 2017

La figura 24 muestra el valor del indicador DES para los tres OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 1, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador DES a nivel nacional que es de 9,5 horas. A pesar de que de que EMCARTAGO S.A. E.S.P. presenta uno de los valores más bajos del indicador a nivel general, supera el valor promedio para el grupo de calidad 1.

La figura 25 muestra el valor del indicador DES para los cinco OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 2, la línea color naranja indica el valor del indicador DES a nivel nacional que es de 15,7 horas. Ningún OR tiene un valor del indicador por encima del valor promedio más una desviación estándar. Se observa un buen desempeño por parte de los OR EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P. y

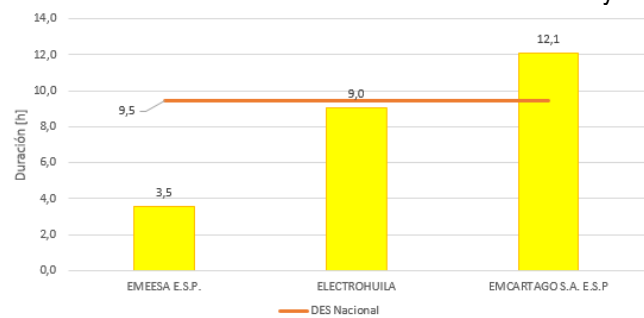


Figura 24. DES acumulado OR grupo de calidad 1 año 2017

EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA ambos registran valores del indicador por debajo del promedio menos una desviación estándar.

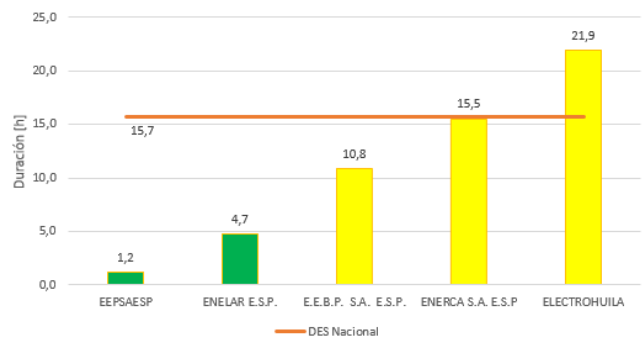


Figura 25. DES acumulado OR grupo de calidad 2 año 2017

La figura 26 muestra el valor del indicador DES para los 7 OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 3, la línea color naranja indica el valor del indicador DES a nivel nacional que es de 35,8 horas. Se presenta un buen desempeño en este indicador para EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.

y EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P. que registran un indicador DES por debajo del promedio menos una desviación estándar.

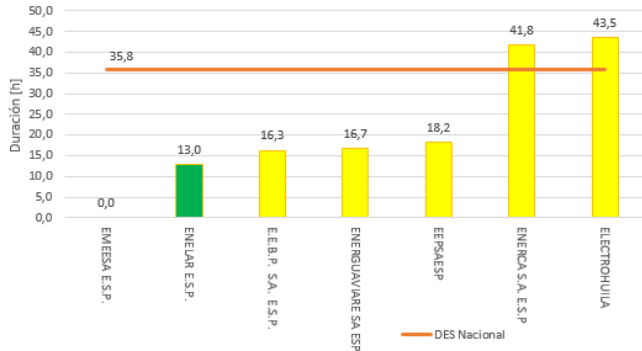


Figura 26. DES acumulado OR grupo de calidad 3 año 2017

La figura 27 muestra el valor del indicador DES para los 7 OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 4, la línea color naranja indica el valor del indicador DES a nivel nacional que es de 52 horas. Se presenta un valor por encima del valor promedio más una desviación estándar para EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P., mientras que EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. y EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. registran indicadores por debajo del promedio nacional menos una desviación estándar.

4.3. Indicador FES acumulado 2017

La figura 28 muestra el indicador FES acumulado para 2017, el valor promedio del indicador FES acumulado para el corrido del año es de 46,6 veces, en términos muy sencillos, esto significa aproximadamente 1 interrupción a la semana. sin embargo, es claro que el valor del indicador FES de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. afecta notablemente el valor promedio del indicador del país.

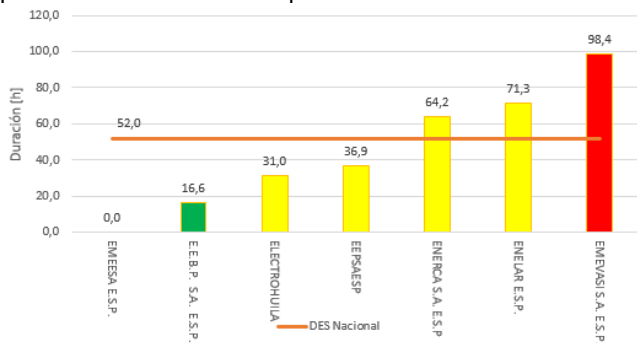


Figura 27. DES acumulado OR grupo de calidad 4 año 2017

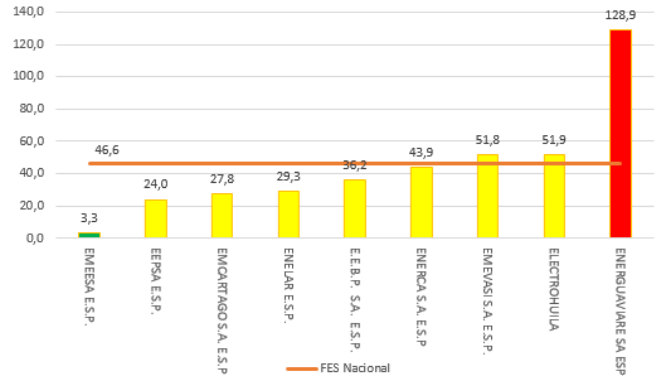


Figura 28. FES acumulado por OR año 2017

Se observa que el indicador FES del Operador ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., supera el promedio nacional más una desviación estándar, mientras lo contrario ocurre con EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P., la cual presenta un valor del indicador de 3,3 veces.

4.4. Indicador FES por grupo de Calidad año 2017

La figura 29 muestra el valor del indicador FES para los 3 OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 1, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 24,2 veces, los tres Operadores se encuentran dentro del rango del valor promedio del indicador para el país más o menos una desviación estándar.

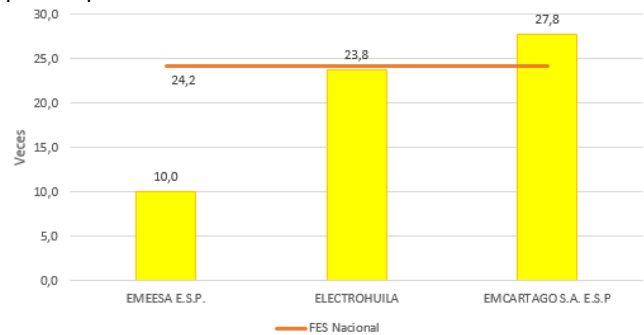


Figura 29. FES acumulado por OR grupo de calidad 1 año 2017

La figura 30 muestra el valor del indicador FES para los 5 OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 2, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 38,7 veces, La EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. presenta un valor FES significativamente mayor a los demás Operadores que está por encima del valor promedio más una desviación estándar.

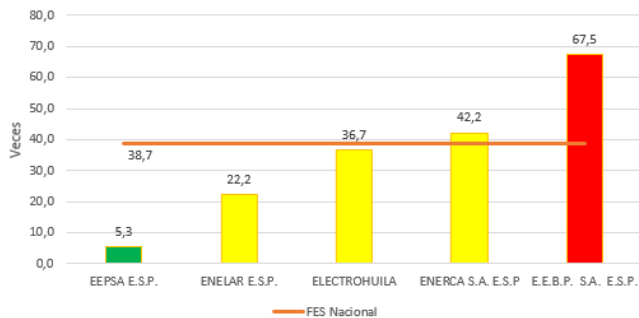


Figura 30 FES acumulado por OR grupo de calidad 2 año 2017

La figura 31 muestra el valor del indicador FES para los 7 OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 3, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 54,5 veces. La EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. presentan un valor del indicador extremadamente alto.

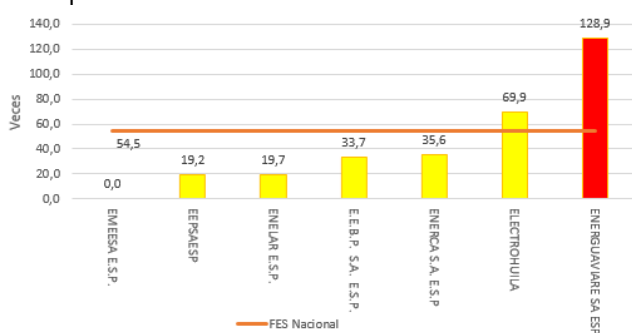


Figura 31. FES acumulado por OR grupo de calidad 3 año 2017

La figura 32 muestra el valor del indicador FES para los 7 OR que atienden usuarios en el grupo de calidad 4, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 47,2 veces. Todos los OR se encuentran dentro del rango del valor promedio del indicador para el país más o menos una desviación estándar.

5. Diferencias en el reporte de información de interrupciones

La información de interrupciones en el servicio de energía que experimentan los usuarios es reportada mensualmente por parte de los OR al SUI. Al respecto, el numeral 11.2.5.2.5 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008, dispone que cada OR reportará al SUI de manera mensual la información sobre interrupciones “en los formatos y condiciones que para el efecto se determinen mediante circular (...)”. Posteriormente, el numeral 11.2.5.3 establece que “[t]rimestralmente, con base en la información mensual reportada al SUI, el [distribuidor] estimará los índices establecidos en esta Resolución, y demás componentes de las fórmulas correspondientes, a fin de determinar los Incentivos y Compensaciones a aplicar (...)”.

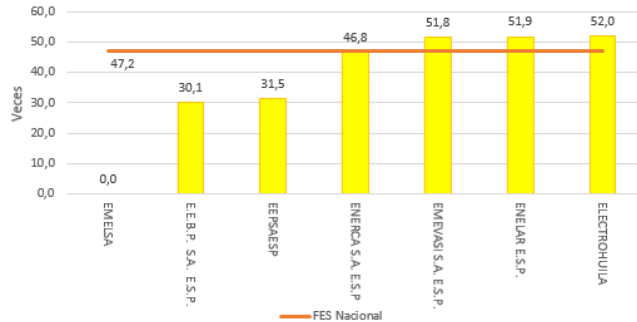


Figura 32. FES acumulado OR grupo de calidad 4 año 2017

Adicionalmente, la Resolución CREG 043 de 2010 establece dos mecanismos de verificación de la veracidad de la información que el OR carga al SUI: i) reporte simultáneo de interrupciones al Liquidador y Administrador de Cuentas del operador del mercado de energía XM S.A. E.S.P., acompañado de la obligación del mismo de reportarle a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sobre las inconsistencias encontradas entre la información cargada por los prestadores ante él y al SUI., y ii) contratación de una auditoría “a la información registrada y reportada sobre las interrupciones del servicio, así como de los soportes que dieron lugar a exclusiones, haciendo especial énfasis en las inconsistencias detectadas entre la información en poder del LAC”, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013.

5.1. Diferencias identificadas en el reporte de información al SUI

En esta sección se muestran los resultados de la verificación de la información reportada por el LAC en el formato 26 del SUI para el año 2017, de acuerdo con lo establecido en la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010, capítulo adicionado por el artículo 1, SSPD 20111300022695 de 2011.

Se encuentra que para el año 2017 los OR presuntamente dejaron de reportar al SUI o al LAC información de interrupciones para cerca de 15 mil transformadores de distribución. De este total de transformadores, se encuentra que el OR con el mayor número de posibles transformadores dejados de reportar fue CODENSA S.A. E.S.P., con cerca de 9 mil transformadores. Al respecto, este OR señala que las diferencias en la información “... se deben a que al LAC se reportan todos los transformadores, inclusive los que no hacen parte de los activos de uso, transformadores exclusivos de clientes específicos y activos de conexión.”

Seguido a CODENSA S.A. E.S.P. se encuentra ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. quien dejó de reportar

información de interrupciones para cerca de mil quinientos transformadores de distribución.

La figura 33 muestra el número de transformadores sin reporte de interrupciones al LAC o SUI, para los años 2016 y 2017. La regulación establece que en el caso de que no se reporte información de interrupciones para un transformador en el SUI se asignará para este transformador una interrupción con una duración que corresponde al mayor valor de la interrupción, en minutos, registrado en cualquier transformador y/o circuito de la red del OR en la historia reportada al SUI, durante la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones [7].

Es claro que esta penalización tiene como objetivo conseguir que las diferencias en la información reportada disminuya y por ende, se busca mejorar la calidad de la información reportada.

Por información obtenida por parte de los OR y para claridad en la evaluación de los resultados que se presentan en esta sección debe tenerse en cuenta que la información reportada por los OR en los formatos 1 al 5 es consultada por el LAC el primer día de cada mes, esta Superintendencia ha identificado que cuando un OR tiene problemas o retrasos en el reporte de información al SUI, la información queda cargada y certificada luego de las fechas de reporte establecidas por la SSPD, por lo anterior, los cálculos de diferencias que realiza el administrador del mercado XM, se realiza con la información tomada del SUI, pero podría presentarse la situación que un OR no haya reportado oportunamente la información de interrupciones, y de esta forma, esto se convierta en una de las causas de las diferencias en la información.

De la figura 33, se destaca la reducción en el número de transformadores sin reporte de interrupciones al LAC o SUI de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., al pasar de 9.465 transformadores en 2016 a 1.471 transformadores en 2017. Los OR CODENSA S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. aumentaron el número de transformadores en los que se encontró una diferencia entre la duración reportada al LAC y la duración reportada al SUI.

No obstante, lo anterior, la mayor preocupación para esta Superintendencia corresponde a la empresa CODENSA S.A.

³ Resolución CREG 043 de 2010, Artículo 23. Reportes del LAC. Treinta (30) días después de recibido el reporte trimestral del OR, el LAC publicará un reporte de las diferencias entre la información de interrupciones reportada por el OR al SUI y la reportada al LAC a través del Reporte Diario Oficial. El informe estará disponible para ser consultado por cada OR y

E.S.P., que tuvo un aumento en las diferencias entre los años 2016 y 2017, del 31,7%.

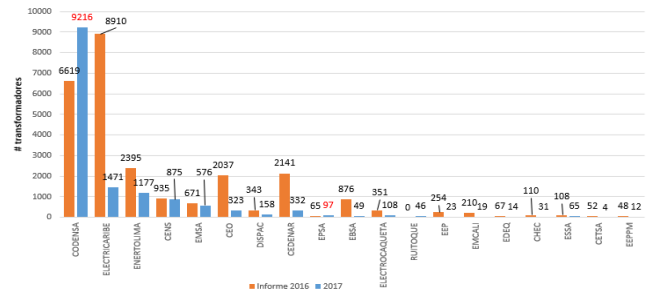


Figura 33 Transformadores sin reporte de interrupciones al LAC o SUI, años 2016 y 2017.

5.2. Diferencias identificadas en el reporte de información al LAC

En esta sección se muestran los resultados de la verificación de la información reportada por los OR al LAC a través del portal INDICA. En la base de datos del LAC se almacenan las diferencias en la duración de las interrupciones luego de comparar la información reportada por el OR al SUI y al LAC³. Al totalizar la duración total de las diferencias se encuentra la tendencia de la figura 30.

Se observa que la suma de la duración de las diferencias de las interrupciones reportadas por el OR CODENSA S.A. E.S.P. en año 2017 suman un total 75 millones de segundos y es el OR que tiene la mayor participación en la suma total de las diferencias con un 56%. Es importante mencionar que las diferencias que se encuentran en el reporte del LAC-XM pueden ser positivas o negativas, por lo anterior, para el cálculo de la suma total se sumaron los valores absolutos de las diferencias positivas y negativas para cada OR.

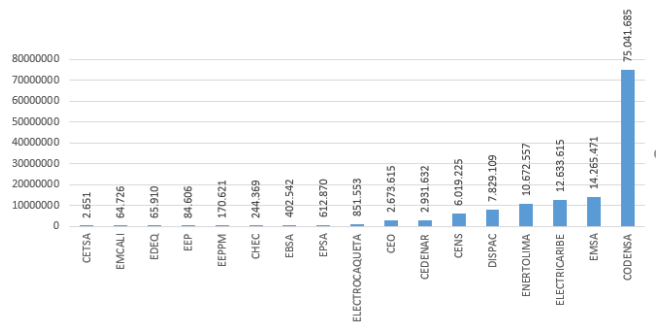


Figura 34. Suma total de las diferencias de las duraciones de las interrupciones reportadas al SUI y al LAC-XM.

deberá ser conservado por un término mínimo de dos años para someterlo a la aplicación de las auditorías de la información o para revisión y consulta de la SSPD, si ésta así lo requiere.

Claramente, un solo OR aporta más de la mitad del total de las diferencias en los tiempos reportados en el SUI y en el XM y es el OR sobre el que mayor preocupación se despierta por la posible presencia de errores en el reporte de información.

Luego del análisis de información se evidencia que aún hoy hay incertidumbre en la calidad de la información que se reporta. Esto, a criterio de la Superintendencia, tiene como consecuencia que deba hacerse un seguimiento particular a la información que están reporando los OR respecto de las interrupciones que experimentan los usuarios. Es importante determinar si estos errores solo se vienen presentado en el reporte de las interrupciones o también se estan presentado en los demás calculos que se deben realizar como parte del esquema de calidad del servicio de la Resolución CREG 097 de 2008.

6. Auditorías a la Información Esquema de Calidad del Servicio

En esta sección, se realizará el análisis del desempeño de cada una de los OR en las auditorías que se han realizado, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013. Es función de las auditorías a la información del esquema de calidad en los SDL verificar su correcta y efectiva aplicación, evaluando su desempeño, realizando la revisión de calidad de la información, la correcta aplicación de la metodología, y la mejora continua de los procedimientos de manejo de la información producida, con miras a la óptima aplicación del esquema de incentivos y compensaciones de que trata la Resolución CREG 097 de 2008 por parte de todos los OR.

Según se prevé, la Superintendencia recibe la información de los OR donde se indica el auditor independiente seleccionado, el plan de trabajo y los resultados de la auditoría, con el propósito de mantener actualización coordinada de las bases de datos de la LAC y de SUI.

Sobre la frecuencia para la ejecución de las auditorías la Resolución CREG 025 de 2013 estableció unos plazos, los cuales fueron modificados por Resolución CREG 168 de 2013, y según los cuales:

1. Si el OR, ingresó en el esquema de calidad entre julio de 2010 y la fecha de entrada en vigencia de la Resolución (22 de mayo de 2013), la primera auditoría debió realizarse a más tardar el 22 de agosto de 2014, es decir, 15 meses después de la entrada en vigencia.⁴

⁴ CREG 168 de 2013, artículo 2 (Modificación a la frecuencia de la auditoría).

2. Los OR que ingresaron en el esquema de calidad después de la fecha de entrada en vigencia de la resolución (22 de mayo de 2013), debieron haber ejecutado la primera auditoría en un plazo no mayor a doce (12) meses después de la fecha de inicio de la aplicación del esquema de calidad.
3. Por otra parte, para las auditorías siguientes, si el resultado de la primera fue “satisfactorio” se debieron realizar 24 meses después. Si el resultado fue “no satisfactorio”, debieron realizar una nueva doce (12) meses después del plazo máximo de ejecución de la última.

Como mecanismo de evaluación de la auditoría la citada Resolución CREG 025 de 2013 adoptó la fórmula siguiente:

$$RA = CR * [CO + (k_1 * M + k_2 * QG + k_3 * QC + k_4 * QP) + MTIC]$$

Cuyos componentes son⁵:

- RA: Resultado de la auditoría
CR: Cumplimiento de requisitos para la aplicación del Esquema.
CO: Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del OR.
k1: Factor que representa el peso de la madurez de la implementación del esquema.
M: Madurez de implementación del esquema
k2: Factor que representa el peso de la calidad de la información registrada.
QG: Calidad de la información registrada en las bases de datos del OR.
k3: Factor que representa el peso de la calidad de los cálculos de las variables del esquema.
QC: Calidad de cálculos de las variables del esquema.
k4: Factor que representa el peso de la calidad de la información reportada al SUI y al LAC.
QP: Calidad de la información reportada al SUI y al LAC
MTIC: Madurez de la implementación de soluciones TIC.

De resaltar que, dado el planteamiento de la fórmula, el término “CR” (cumplimiento de requisitos para aplicación del esquema), donde el auditor valida la vigencia de todos los requisitos, tiene una gran importancia dado que, si se obtiene un valor nulo, condiciona que la calificación de la auditoría será consecuentemente nula, independientemente de las calificaciones individuales de los demás componentes evaluados; su valor ideal es 1.

⁵ Res. CREG 025 de 2013, Anexo General. numeral 4.3

El cumplimiento de requisitos está señalado en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución CREG 097 de 2008, y dentro de ellos se tienen: vinculación de usuarios a transformadores y circuitos, implementación de un sistema de gestión de la distribución (SGD) (previsto en 11.2.5.1 de esta Resolución), telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en cabecera de circuito, permiso al LAC para acceso directo a base de datos de interrupciones registradas en el SGD, y sistema de medición y procedimientos de registro y reporte certificados.

Según la Resolución la implementación de soluciones TIC se consideran como un puntaje extra para el OR, por lo que, no disponer de estas herramientas, no impide que el OR alcance el puntaje mínimo satisfactorio⁶. Con base en la información disponible a la fecha de la elaboración del presente informe se presentan a continuación los análisis a los resultados de las auditorías realizadas. En la tabla 26 se describen las variables consideradas en la auditoría.

De los 19 OR que durante el 2017 aplicaron el esquema de calidad de servicio de la Resolución CREG 097 de 2008, sólo se tiene información de auditorías realizadas a 17, en por lo menos dos periodos sucesivos; sobre los restantes operadores se tienen datos sólo para una auditoría (caso, E.E.C.S.A. E.S.P. – 2016, y ESSA S.A. E.S.P - 2016).

RUITOQUE S.A. E.S.P., cuya fecha de inicio del esquema de calidad fue el 1° de abril de 2017, presenta plazo para la primera auditoría hasta el 1° de abril de 2018.

Para la representación de los resultados compilados en las siguientes tablas para cada OR, en relación al valor máximo posible de la calificación de cada componente y por convención se han asumido los siguientes colores:

- Verde para las calificaciones que representan valores por encima del 80%,
- Amarillo para las que se encuentran entre 50% y 80%, y
- Rojo para las que se encuentran entre el 0% y el 50%.

Los comentarios incluidos corresponden a los hallazgos más significativos de la última auditoría realizada.

Componente	Descripción	Nivel de cumplimiento ideal
CR	Cumplimiento de Requisitos para la aplicación del esquema	1
CO	Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del OR	90
M	Madurez de la implementación del esquema	Puntaje que al aplicar el factor k1 (1.9) puede variar entre 0 y 80 puntos
QG	Calidad de la información registrada en las bases de datos del OR	Puntaje que al aplicar el factor k2 (11.43) puede variar entre 0 y 160 puntos.
QC	Calidad de los cálculos de las variables del esquema	Puntaje que al aplicar el factor k3 (16) puede variar entre 0 y 80 puntos.
QP	Calidad de la información reportada al SUI y al LAC	Puntaje que al aplicar el factor k4 (5) puede variar entre 0 y 80 puntos.
MTIC	Madurez de la implementación de soluciones TIC	Puntaje que varía entre 0 y 57 al aplicar el cuestionario

Tabla 24 Variables calificación de la auditoría

6.1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio de la Resolución CREG 097 de 2008⁷ el día 1 de octubre de 2010, y por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores máximos, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

EPM			
Componente	2014	2016	
CO	99.89%	99.89%	
M	95.35%	95.28%	
QG	92.87%	100.00%	
QC	80.00%	80.00%	
QP	100.00%	100.00%	
MTIC	85.96%	89.46%	
RA	507	523	

Tabla 25. Resumen resultados Auditorías de EPPM. Fuente: Auditoría.

De la evaluación realizada por el auditor se encuentra que el OR dispone de una efectiva implantación y mantenimiento de su Sistema de Gestión de Distribución - SGD; presenta

⁶ Ibíd, num. 4.3.

⁷ Modificada por la Resolución CREG 168 de 2013

conformidad de la documentación del Sistema de Gestión de Calidad, documenta procesos, procedimientos, la operación del SDL, y realiza la elaboración de reportes requeridos al LAC y SUI. Presenta mejoras en los sistemas de información que incluyen la creación de una bodega de información de calidad de servicio (BI-Centauro), simuladores y priorización de eventos y mejoras en los procesos como productividad en campo, que incluye la georreferenciación de instalaciones a través del proyecto Marco Polo. Cuenta con 786 circuitos de distribución en los niveles de tensión 2 y 3, 124.802 transformadores, y 2.147.106 Usuarios finales (31/05/16).

El OR, en general, presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.2. CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de octubre de 2010, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para el 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

CHEC			
Componente	2014	2016	
CO	98.91%	99.51%	
M	97.67%	90.70%	
QG	100.00%	99.80%	
QC	80.00%	100.00%	
QP	100.00%	99.98%	
MTIC	82.28%	80.68%	
RA	520	529	

Tabla 26 Resumen resultados Auditorías de CHEC S.A. E.S.P. Fuente: Auditoría

Según el auditor, dispone de Certificación de Gestión de Calidad de su proceso de Distribución CIDET NTC-ISO 9001:2008 (renovación 15/01/2016); cuenta con aplicativo INDICA de XM para cargar la información de interrupciones al LAC; el sistema de telemedición tiene un cubrimiento del 99% de transformadores y circuitos; el sistema de telemedición y todos sus equipos asociados se sincronizan satelitalmente; el aplicativo "calidad097" lleva el registro de todos los reportes y cálculos que se cargan al LAC y al SUI; se cuenta con la infraestructura conformada por 488.891 clientes activos, 20.004 transformadores (con clientes activos 19.308), 237

circuitos en total, de los cuales 214 son de 13.2.kV, y 23 circuitos de 33kV.

De destacar el mejoramiento realizado a la calidad de los cálculos de las variables del esquema. La empresa en general, presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.3. COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de abril de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo que la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

CETSA			
Componente	2014	2016	
CO	88.89%	100.00%	
M	90.70%	95.35%	
QG	100.00%	99.87%	
QC	100.00%	100.00%	
QP	100.00%	100.00%	
MTIC	75.44%	75.40%	
RA	517	531	

Tabla 27. Resumen resultados Auditorías de CETSA. Fuente: Auditoría.

La auditoría identificó que el OR presta el servicio en el departamento del Valle del Cauca en los Municipios de Tuluá y San Pedro; su infraestructura consta de 5 subestaciones de potencia y 9 transformadores en el nivel de 34.5/13.2 kV, que corresponde a 70,2 MVA instalados; su SDL está conformado por 6 circuitos en 34.5 kV, 16 circuitos en 13.2 kV, y atiende a 58.953 usuarios (21/07/16), el 100% de ellos con telemedida, y el 90% disponen de segundo elemento de telemedición; se cuenta con una estructura de mando vinculada con el esquema de incentivos y compensaciones.

EPSA S.A. E.S.P. y CETSA S.A. E.S.P. comparten el sistema de gestión de calidad bajo la norma ISO 9001:2008, certificado IQNET e ICONTEC No. CO-SC3608-1 (validez 19/01/18), el cual proporciona estructura organizacional suficiente y adecuada para la aplicación del esquema, e igualmente, comparten plataforma tecnológica que permite que de manera diferenciada se realicen los reportes de

información a SUI y LAC y se realicen los cálculos de indicadores y variables intermedias; el Sistema de Gestión de Distribución esta soportado en una serie de subsistemas tecnológicos que garantizan su adecuado funcionamiento, siendo esta plataforma de apoyo al registro, reporte de eventos, y el cálculo de indicadores de calidad; y que se cuenta con un sistema de bases de datos integradas para la actualización de las redes, equipos y nuevos clientes.

El OR en general presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.4. EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de abril de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

EPSA			
Componente	2014	2016	
CO	88.89%	100.00%	
M	90.70%	95.35%	
QG	100.00%	99.87%	
QC	100.00%	100.00%	
QP	99.96%	100.00%	
MTIC	75.44%	75.40%	
RA	517	531	

Tabla 28. Resumen resultados Auditorías de EPSA. Fuente: Auditoría.

Según la auditoría, opera 196 circuitos (159 de 13.2 kV y 37 de 34.5 kV); 186 circuitos cuentan con segundo elemento de telemedición que corresponde al 94.89%; EPSA S.A. E.S.P. tiene el sistema de gestión de calidad bajo la norma ISO 9001:2008, certificado IQNET e ICONTEC No. CO-SC3608-1 (validez 19/01/18) para las actividades de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (mercado mayorista) y al detal opera en los municipios del Valle del Cauca (con excepción de Cali, Yumbo y Cartago), el cual proporciona estructura organizacional suficiente y adecuada para la aplicación del esquema; se cuenta con una estructura de mando vinculada con el esquema de incentivos y compensaciones.

EPSA S.A. E.S.P. y CETSA S.A. E.S.P. comparten plataforma tecnológica que permite que de manera diferenciada se realicen los reportes de información a SUI y LAC, y se realicen los cálculos de indicadores y variables intermedias; y se dispone de un sistema de bases de datos integradas para la actualización de las redes, equipos y nuevos clientes.

El OR en general presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.5. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de abril de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios y, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

EMCALI			
Componente	2014	2016	
CO	93.78%	91.33%	
M	100.00%	100.00%	
QG	91.37%	92.87%	
QC	100.00%	100.00%	
QP	100.00%	100.00%	
MTIC	76.01%	85.96%	
RA	516	521	

Tabla 29. Resumen resultados Auditorías de EMCALI. Fuente: Auditoría.

Según la auditoría, se evidencia un 63.0% de cumplimiento de envío a tiempo de reportes diarios al LAC, 86% de cumplimiento a envío a tiempo de reportes trimestrales al LAC y 100% de envío a tiempo de reportes mensuales a SUI; existe un 100% vinculación entre los usuarios, transformadores y circuitos; se tiene un 100% de cubrimiento de transformadores y circuitos con sistema de telemedición; el 100% de los dispositivos remotos de medición de interrupciones como RTU, reconectores, etc., están sincronizados vía satelital; no se dispone de un despacho automatizado de cuadrillas con soporte en sistemas móviles, no se cuenta con reporte automatizado de tiempos y acciones en atención de eventos, y tampoco poseen una sincronización de tiempo satelital y finalmente, en la

administración de TI y seguridad sí presenta prácticas implementadas y adoptadas de ITIL⁸ y de COBIT⁹.

El OR en general presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.6. CODENSA S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de abril de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

CODENSA			
Componente	2014	2016	
CO	99.39%	99.94%	
M	99.12%	99.07%	
QG	99.89%	100.00%	
QC	100.00%	80.00%	
QP	100.00%	100.00%	
MTIC	91.23%	80.53%	
RA	542	521	

Tabla 30. Resumen resultados Auditorías de CODENSA. Fuente: Auditoría.

De lo evaluado por la auditoría se evidencia un 99.0% de cumplimiento de envío a tiempo de reportes diarios al LAC, 100% de cumplimiento por envío a tiempo de reportes trimestrales al LAC y 100% de envío a tiempo de reportes mensuales a SUI; existe un 100% de vinculación entre los usuarios, transformadores y circuitos; el sistema de telemedición de transformadores y circuitos tiene un cubrimiento del 95%; el 100% de los dispositivos remotos de medición de interrupciones como RTU, reconectores, etc., están sincronizados vía satelital; el sistema GIS tiene un porcentaje de supervisión de la red de distribución del 100%; No se dispone de un despacho automatizado de cuadrillas con soporte en sistemas móviles, no se cuenta con reporte automatizado de tiempos y acciones en atención de eventos, y tampoco poseen una sincronización de tiempo satelital y la administración de TI y seguridad sí presenta prácticas implementadas y adoptadas de ITIL y de COBIT. El OR presentó una desmejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

⁸ Entrega de servicios de tecnologías de la información.

6.7. EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de abril de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

EBSA			
Componente	2014	2016	
CO	69.94%	94.23%	
M	88.37%	89.14%	
QG	59.01%	85.44%	
QC	40.00%	100.00%	
QP	87.00%	93.56%	
MTIC	61.19%	71.05%	
RA	366	490	

Tabla 31. Resumen resultados Auditorías de EBSA. Fuente: Auditoría.

La auditoría evidenció la correcta vinculación entre usuarios, transformadores y circuitos; dispone de un sistema de Gestión de la Distribución (compuesto de un sistema SCADA, un sistema GIS (SPARD) y un Servicio de Atención Telefónica, en interfaz con los dos equipos anteriores; se constata la existencia de 317 equipos de corte y maniobra tele medidos instalados en la cabecera de los 324 circuitos registrados al inicio de la auditoría, de los cuales el 97.84% está reportando información tele medida; cuenta con 318 equipos tele medidos, como segundo elemento de detección de ausencia/presencia de tensión, instalados en los 324 circuitos de la red, el 98.15% operativos; la información de interrupciones se está reportando al LAC utilizando el sistema o aplicativo INDICA.

La empresa cuenta con Certificación de Gestión de Calidad de su proceso de distribución por CIDET (expira 24/10/18); se evidencia un 96.0% de cumplimiento de envío a tiempo de reportes diarios al LAC, 100% de cumplimiento a envío a tiempo de reportes mensuales y trimestrales al LAC y 100% de envío a tiempo de reportes mensuales y trimestrales a SUI; el nivel de automatización del OR es satisfactorio; el manejo de la documentación e información para el soporte del esquema (información histórica reportes LAC y SUI, e índices) no es completamente confiable ya que adolece de los procedimientos exigidos; la calidad de la información reportada al SUI y al LAC es bastante aceptable; el sistema SCADA tiene una cobertura de transformadores y circuitos de 99.75 %, solo el 50 % de los dispositivos remotos de medición de interrupciones como RTU, reconectores, etc., están

⁹ Control para la información y tecnología.

sincronizados vía satelital; el sistema GIS tiene un porcentaje de supervisión de la red de distribución de 99.75 %; por último, no se encuentra bajo el enfoque y la tecnología ITIL y COBIT.

El OR presentó un avance importante en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.8. CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de abril de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

CEDENAR			
Componente	2015	2017	
CO	76.04%	99.76%	
M	95.35%	97.67%	
QG	92.87%	100.00%	
QC	80.00%	80.00%	
QP	91.37%	93.75%	
MTIC	69.85%	89.33%	
RA	472	520	

Tabla 32. Resumen resultados Auditorías de CEDENAR. Fuente: Auditoría.

El auditor informa que la empresa cuenta con Certificación de Gestión de Calidad de su proceso de Distribución por BUREAU VERITAS, con sistemas SCADA, GIS (SPARD) y Atención telefónica (Contac Center); la información telemétrica de interrupciones al Sistema de Gestión de la Distribución es del 90% en las cabeceras de alimentadores, y del 98,9% de su sistema está integrado y con telemetración en todos sus circuitos; cuenta con el Procedimiento “Amarre usuario -Transformador-Circuito y actualización SPARD CLC”; en cuanto al cálculo de variables del esquema se encontró que hay inconsistencias entre los índices calculados por el OR y el LAC; sobre soluciones TIC, y coordinación de trabajos en la red, las cuadrillas no disponen de un sistema para el reporte automatizado de tiempos y acciones en la atención de eventos, tampoco se dispone de implementación y adopción de prácticas (ITIL) y COBIT.

EL OR en general presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.9. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.SP.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, y por lo tanto la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

EMSA			
Componente	2014	2016	
CO	92.62%	42.72%	
M	97.67%	85.79%	
QG	99.66%	78.48%	
QC	100.00%	100.00%	
QP	93.75%	93.75%	
MTIC	60.89%	60.81%	
RA	512	424	

Tabla 33. Resumen resultados Auditorías de EMSA. Fuente: Auditoría.

Se concluye que la empresa presentó en la última evaluación deficiencias en el cumplimiento de responsabilidades y obligaciones del esquema. Igualmente, se hace necesario mejorar componentes como la madurez de la implementación del esquema, calidad de la información registrada en las bases de datos, y madurez de la implementación de la solución TIC. En los aspectos como calidad de los cálculos de las variables del esquema y calidad de la información reportada al SUI y al LAC el OR obtuvo calificación favorable.

El OR presenta una desmejora en la calificación en relación con la auditoría anterior.

6.10. COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado tres auditorías con resultados satisfactorios en la primera y no satisfactorios en las últimas, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

ENERTOLIMA			
Componente	2014	2016	2017
CO	41.77%	82.30%	86.22%
M	72.09%	90.70%	93.67%
QG	85.44%	99.63%	99.94%
QC	80.00%	100.00%	100.00%
QP	60.35%	75.00%	98.06%
MTIC	77.62%	73.49%	76.49%
RA	390	0	0

Tabla 34. Resumen resultados Auditorías de ENERTOLIMA. Fuente: Auditoría.

De acuerdo con la auditoría realizada en el año 2017 ENERTOLIMA S.A. E.S.P no está cumpliendo con los requisitos exigidos en el numeral 11.2.6.3 (Res. CREG 097 de 2008), y el artículo 6° (Res. CREG 043 de 2010, modificado por la Res. CREG 110 de 2012) en lo que tiene que ver con el reporte de interrupciones, presentando falencias en el número de los elementos de telemedición; se informa que por no cumplir con el plazo de tres años previsto en la Res. CREG 110 de 2012 y en aplicación al artículo 10 de la Res. CREG 025 de 2013 obtuvo un resultado de cero (0) en la calificación de la auditoría.

De las calificaciones parciales obtenidas sobre los componentes evaluados se concluye que tiene resultados favorables en el cumplimiento de obligaciones y responsabilidades, madurez de la implementación del esquema, calidad de la información registrada en las bases de datos, calidad de la información reportada al SUI y al LAC, y calidad de los cálculos de las variables del esquema; sin embargo, presenta aspectos por mejorar en la madurez de la implementación de las soluciones TIC. El OR presenta una desmejora en la calificación en relación con la primera auditoría realizada en el año 2014.

6.11. CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los

valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

CENS			
Componente	2014	2016	
CO	93.22%	86.27%	
M	90.70%	87.67%	
QG	99.89%	92.85%	
QC	100.00%	80.00%	
QP	100.00%	81.04%	
MTIC	70.63%	63.70%	
RA	518	463	

Tabla 35. Resumen resultados Auditorías de CENS. Fuente: Auditoría.

De lo presentado, se concluye que CENS S.A. E.S.P. tiene resultados favorables en el cumplimiento de obligaciones y responsabilidades y calidad de la información reportada al SUI y al LAC; sin embargo, presenta aspectos por mejorar en la madurez de la implementación del esquema, la calidad de los cálculos de las variables del esquema y en la madurez de la implementación de las soluciones TIC.

La auditoría encontró que el número de usuarios reales es de 465.495, de macromedidores 14.376, transformadores 19.685, de circuitos 116, y de usuarios (base de datos comercial) 464.976; cuenta con 121 cabeceras de circuito (que incluye 1 de ESSA y 4 de Intercolombia); de la red CENS son 116 circuitos (17 de 34.5KV y 99 de 13.2KV).

Se cuenta con una estructura tecnológica para la gestión de la distribución compuesta por SPARD (GIS), SPARD TCS (Call Center), CIMA (sistema comercial), SCADA, y un sistema que concentra los eventos (OMS). Se identificó que para la verificación de los cálculos del esquema no existe consistencia entre los indicadores calculados del OR y el LAC; y no se cuenta para el despacho automatizado de cuadrillas con dispositivos móviles a través de los cuales se pueda realizar, ni con sincronización en tiempo satelital (GPS).

El OR desmejoró su calificación en relación con la auditoría realizada en el año 2014.

6.12. EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. No se encontró en el sistema de gestión documental de la Superintendencia informe anterior al del año 2016, por lo que aquí se presentan los resultados de ésta última auditoría realizada para el OR, antes de la fusión con

CONDENSA S.A. E.S.P. De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

EEC	
Componente	2016
CO	99.61%
M	99.35%
QG	99.94%
QC	100.00%
QP	100.00%
MTIC	99.98%
RA	548

Tabla 36. Resumen resultados Auditorías de EEC. Fuente: Auditoría.

Del análisis realizado se concluye que la E.E.C. E.S.P. tiene resultados favorables en el cumplimiento de obligaciones y responsabilidades, madurez de la implementación del esquema, calidad de los cálculos de las variables del esquema, calidad de la información registrada en las bases de datos, y en la madurez de la implementación de las soluciones TIC.

6.13. EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

EDEQ		
Componente	2014	2016
CO	100.00%	99.28%
M	87.95%	90.60%
QG	92.87%	83.84%
QC	60.00%	100.00%
QP	88.02%	92.50%
MTIC	76.87%	82.25%
RA	473	498

Tabla 37. Resumen resultados Auditorías de EDEQ. Fuente: Auditoría.

Según la auditoría, cuenta con Certificación de Gestión de Calidad de su proceso de distribución por CIDET (expira 26/06/19); dispone de un Sistema de Gestión de la

Distribución (compuesto de un sistema SCADA, un sistema GIS (SPARD) y un Servicio de Atención Telefónica en interfaz con los anteriores.; 68 circuitos poseen equipos de cabecera instalados y de ellos el 94.12 % de los equipos está reportando información; el manejo de la documentación “es de elevada confiabilidad”; existe consistencia de los índices calculados por el OR y el LAC, y la calidad de la información reportada al SUI y al LAC es aceptable; el sistema SCADA tiene una cobertura de transformadores y circuitos de 94%, y el 100% de los dispositivos de medición de interrupciones están sincronizados vía satelital.

El OR mejoró sustancialmente la calificación final y la de sus componentes individuales, y el resultado con relación a la auditoría anterior.

6.14. ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado tres auditorías en los años 2014, 2015 y 2017, obteniendo la primera, resultado no satisfactorio; y las siguientes, resultado satisfactorio. La fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2019, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2° de la Resolución CREG 168 de 2013.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

ELECTRICARIBE			
Componente	2014	2015	2017
CO	95.94%	97.57%	99.39%
M	86.05%	96.23%	100.00%
QG	94.51%	99.80%	100.00%
QC	60.00%	80.00%	80.00%
QP	86.06%	99.44%	100.00%
MTIC	82.46%	80.65%	96.49%
RA	0	516	530

Tabla 38. Resumen resultados Auditorías de ELECTRICARIBE. Fuente: Auditoría.

Según el auditor, en el año 2014, se encontró que el componente “Cumplimiento de Requisitos (CR)” fue cero (0) debido a que no se cumple con el requisito de tener dos elementos de medición de ausencia/presencia de tensión en el 90% de los circuitos. Por lo tanto, el resultado de la Auditoría (RA) fue igualmente cero (0) para el año señalado.

Según la auditoría realizada para el año 2017, existe una correcta vinculación entre los usuarios, transformadores y circuitos, se cumple con el requerimiento de que la información telemétrica de interrupciones es reportada al Sistema de Gestión de la Distribución y existe al menos dos elementos de telemetración en el 90% de los circuitos; se están realizando reportes al LAC, se tiene actualizada la Certificación de Gestión de Calidad del proceso de Distribución, se tiene una efectividad del 97% de envío a tiempo de reportes diarios al LAC, del 92% de los reportes mensuales y del 88% en los trimestrales; la efectividad de envío a tiempo de los reportes al SUI es del 90% para los reportes mensuales, y de 96% para los trimestrales.

Igualmente, se tienen procedimientos establecidos para vinculación usuario transformador -circuito dentro del proceso de distribución, para la asignación de códigos de transformadores, alimentadores, circuitos, para el manejo de la información proveniente de la telemetración, para el registro de llamadas asociadas a interrupciones del servicio, la consignación de mantenimientos, la intervención de cuadrillas en las redes, el registro confiable de interrupciones, y para reportes al LAC.

Se cumple con la estructura organizacional de soporte requerida, con las capacitaciones del personal involucrado, en particular, de aquellos que realizan funciones relacionadas con aplicación del esquema de incentivos y compensaciones. Se cumple con los requerimientos de manejo de información y documentación de soporte del esquema, el nivel de automatización, y el manejo integrado mediante bases de datos de la información; la verificación realizada sobre la información procesada de vinculación de usuarios y transformadores cumple en un 100%, al igual que existe consistencia entre lo registrado en atención telefónica y lo reflejado en el Sistema de Gestión de Distribución en un 100%; la topología de la red se encuentra en un 100% actualizada en GIS. Durante la verificación de los cálculos del esquema se evidenció inconsistencia entre los índices calculados por el OR y el LAC.

La verificación de los reportes del OR, evidenció que lo reportado al SUI y al LAC es reconstruible y consultable; el Sistema de Gestión de la Distribución presenta registro de llamadas, existe vinculación entre eventos telemétricos e interrupciones registradas y lo reportado mensualmente al SUI; y las diferencias entre reportes en LAC y SUI están justificados en un 100%. Se tiene implementado el sistema SCADA en un 100%, y el 100% de los dispositivos remotos para medición de interrupciones están sincronizados por vía satelital (GPS). Los mecanismos de registro de eventos,

coordinación de trabajos en la red, de generación de reportes LAC/SUI, de realización de cálculos de los índices de calidad, envío de reportes, y la administración de TI y Seguridad (con excepción de prácticas o certificaciones COBIT) tienen calificación satisfactoria.

En términos generales, el OR mejoró la calificación final y la de sus componentes individuales en la última auditoría (2017) en relación con la auditoría realizada en el año 2015.

6.15. ELECTRICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1 de julio de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 5 de marzo de 2015. Se le han realizado tres auditorías con resultados no satisfactorios en las dos primeras y satisfactorio en la última, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

ELECTROCAQUETA			
Componente	2015	2016	2017
CO	100.00%	83.14%	88.73%
M	100.00%	100.00%	88.95%
QG	99.94%	99.51%	96.25%
QC	100.00%	100.00%	100.00%
QP	100.00%	100.00%	93.74%
MTIC	66.33%	73.53%	68.30%
RA	0	0	500

Tabla 39. Resumen resultados Auditorías de ELECTROCAQUETA.
Fuente: Auditoría.

Según el auditor, en el año 2015, se encontraba incumpliendo dos de los requisitos exigidos para la aplicación del esquema, según señala, en lo que tiene que ver con los reportes de información telemétrica de interrupciones al sistema de gestión de distribución; la misma no conformidad fue registrada en la auditoría del año 2016, por lo que la calificación obtenida para estos años fue cero (0).

En la última auditoría se informa que el OR cuenta con 32 circuitos a nivel de tensión 2 (13,8kV) y 4 circuitos a nivel de tensión 3 (34,5KV), y 1 un circuito adicional en 13,8kV desenergizado; se tienen 30 elementos de telemetración en cabecera de circuito a nivel de tensión 13,8kV y 4 a nivel de 34.5kV para un total de cumplimiento del 91,8%; se realiza reporte de interrupciones al LAC mediante el sistema INDICA

de XM; se dispone de Certificación de Gestión de Calidad de su proceso de Distribución ISO 9001:2008, SC7246-1 (ICONTEC - vencimiento 19/09/2019); el número de usuarios según aplicación de análisis de redes: 95.853, según sistema de información comercial: 96.020 (según se indica, se tienen usuarios en departamento del Caquetá, la Macarena en el departamento del Meta y Puerto Guzmán en el departamento del Putumayo); el número de transformadores según aplicación análisis de redes: 4.310, según sistema de información comercial: 4.297; el porcentaje de cubrimiento de transformadores y circuitos tiene el sistema de telemedición: 93,53%, el 100% de los dispositivos remotos esta sincronizado satelitalmente.

El OR en general presenta un comportamiento de la calificación de los componentes individuales sostenida y de buen nivel, y mejoró el resultado de la auditoría en relación con el obtenido en el año 2015.

6.16. EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1° de octubre de 2011, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, y por lo tanto la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

PEREIRA		
Componente	2014	2016
CO	99.30%	99.81%
M	90.44%	88.37%
QG	78.55%	99.87%
QC	80.00%	40.00%
QP	99.25%	99.81%
MTIC	62.81%	77.09%
RA	468	478

Tabla 40. Resumen resultados Auditorías de E.E.P. Fuente: Auditoría.

El resultado de la auditoría indica que la infraestructura está compuesta por las Subestaciones Centro, Cuba, Dosquebradas, Ventorrillo, Naranjito, Pavas, Popa, Macarena y Badea, que el sistema está conformado por 43 circuitos (37 de 13.2 kV, y 6 a 33 kV), 95% con telemedición en cabecera; se tiene un Sistema de Gestión de Calidad vigente CO-

238750 de Bureau Veritas (vencimiento 17/01/17); la evaluación de los componentes superó el 90%, sin embargo, en lo que tiene que ver con los cálculos de las variables del esquema obtuvo una calificación del 40%, por lo que la auditoría indica que es un aspecto a mejorar; y la documentación de soporte del esquema, según el auditor es conforme y proporciona estructura suficiente y adecuada para apoyar el esquema de incentivos y compensaciones.

Debe mejorar el componente de la madurez de la implementación de las soluciones TIC. La empresa en general presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.17. EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 4 de enero de 2012, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 22 de agosto de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

DISPAC		
Componente	2014	2016
CO	66.56%	75.56%
M	75.16%	79.44%
QG	42.86%	78.49%
QC	100.00%	80.00%
QP	70.25%	70.78%
MTIC	47.37%	66.66%
RA	351	417

Tabla 41. Resumen resultados Auditorías de DISPAC Fuente: Auditoría.

Según informa el auditor, cuenta con 15 circuitos (14 de 13.2kV y 1 de 34.5 kV); el 100% de los circuitos cuentan con telemedición en la cabecera, el 92.85% con segundo elemento de telemedida; presenta una estructura de mando vinculada con el esquema de incentivos y compensaciones; dispone de Certificado de Gestión de Calidad SC-0139 por CIDET para el proceso de distribución y comercialización (vigencia hasta 23/01/17); el Sistema de Gestión de Distribución esta soportado en una serie de subsistemas tecnológicos (TI) que garantizan su adecuado funcionamiento, esta plataforma apoya el registro, reporte de eventos, y el cálculo de indicadores de calidad; y dispone de

un sistema de bases de datos integradas para la actualización de las redes, equipos y nuevos clientes.

El OR en general presenta una mejora en la calificación entre la primera y la segunda auditoría.

6.18. COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1° de octubre de 2013, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 1° de octubre de 2014. Se le han realizado dos auditorías con resultados satisfactorios, por lo tanto, la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 1° de octubre de 2018.

De los resultados arrojados por las auditorías ejecutadas se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

CEO		
Componente	2014	2016
CO	88.89%	91.44%
M	90.70%	97.67%
QG	100.00%	99.86%
QC	100.00%	80.00%
QP	100.00%	90.63%
MTIC	75.44%	78.93%
RA	517	503

Tabla 42. Resumen resultados Auditorías de CEO Fuente: Auditoría.

La auditoría encontró que cuenta con 137 circuitos (121 de 13.2kV y 16 de 34.5 kV); el 100% de los circuitos cuentan con telemedición en la cabecera, presenta regulatoriamente plazo aún para implementar el segundo elemento de telemedida en el 90% de los circuitos (Creg 110 de 2012); cuenta con una estructura de mando vinculada con el esquema de incentivos y compensaciones; tiene Certificado de Gestión de Calidad con ISO 9001:2008, IQNET e ICONTEC SO-SC-CER212923, para el proceso de distribución y comercialización (vigencia hasta 23/10/18); el Sistema de Gestión de Distribución esta soportado en una serie de subsistemas tecnológicos (TI) que garantizan su adecuado funcionamiento.

Esta plataforma apoya el registro, reporte de eventos, y el cálculo de indicadores de calidad; y se cuenta con un sistema de bases de datos integradas para la actualización de las redes, equipos y nuevos clientes. El OR desmejoró la calificación final entre la primera y la segunda auditoría.

6.19. ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio el día 1° de julio de 2015, por lo tanto, el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finalizaba el 1° de julio de 2016. La auditoría realizada en 2016 arrojó resultado satisfactorio, por lo que la fecha máxima de realización de la siguiente está prevista para 22 de agosto de 2018.

De los resultados arrojados por la auditoría ejecutada se concluye que, en términos porcentuales respecto de los valores ideales, los componentes evaluados presentan los siguientes valores:

ESSA		
Componente	2016	
CO	91.67%	
M	88.37%	
QG	99.88%	
QC	60.00%	
QP	40.57%	
MTIC	57.88%	
RA	428	

Tabla 43. Resumen resultados Auditorías de ESSA Fuente: Auditoría.

El auditor encuentra que existe evidencia de un 94.5% de cumplimiento de envío a tiempo de reportes diarios al LAC; 100% de cumplimiento de envío a tiempo de reportes trimestrales al LAC; 72.2% de envío a tiempo de reportes mensuales a SUI; existe vinculación entre los usuarios, transformadores y circuitos en un 99.9%; el porcentaje de cubrimiento de transformadores y circuitos que tiene el sistema de telemedición tiene un cumplimiento del 1.3%; 97.8% de los dispositivos remotos de medición de interrupciones como RTU, reconectores, etc., están sincronizados vía satelital; como parte de la implementación sistema GIS se tiene un porcentaje de supervisión de la red de distribución del 100%; no se dispone de un despacho automatizado de cuadrillas con soporte en sistemas móviles, no se cuenta con reporte automatizado de tiempos y acciones en atención de eventos, el sistema no realiza un proceso de verificación de tiempos de atención definidos para las cuadrillas; y la administración de TI y seguridad sí cuenta con prácticas implementadas y adoptadas de ITIL y de COBIT.

6.20. RUITOQUE S.A. E.S.P.

Esta inició aplicación del esquema de calidad de servicio de la Resolución CREG 097 de 2008 el día 1° de abril de 2017, y por lo tanto el plazo regulatorio para la ejecución de la primera auditoría finaliza el 1° de marzo de 2018; a la fecha

de realización del presente documento no se tiene información sobre los resultados obtenidos.

7. Comparación entre las diferencias en los reportes de información y las Auditorías a la Información Esquema de Calidad del Servicio

Como parte del análisis de información de las condiciones de calidad del servicio en Colombia para el año 2017, esta Superintendencia considera como eje central de la correcta aplicación del esquema de incentivos y compensaciones de que trata la Resolución CREG 097 de 2008, alcanzar el mayor grado de calidad y de confiabilidad en la captura y procesamiento de la información de interrupciones y el cálculo de indicadores que realizan los prestadores del servicio, por lo anterior, se ha procedido a efectuar una verificación de la calidad de la información reportada por los prestadores al SUI y al LAC sobre las interrupciones del servicio y contrastarla con los informes resultado de las auditorías a la información registrada y reportada sobre las interrupciones del servicio.

De acuerdo con lo anterior, en esta sección se muestran los resultados de la revisión de los informes de la auditoría a la calidad de la información de que trata la Resolución CREG 025 de 2013, para los Operadores de Red que se encuentran aplicando el esquema de calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, teniendo en cuenta que el regulador ha establecido las auditorías a la calidad del servicio como una herramienta para la verificación de la correcta aplicación del esquema de calidad.

Al revisar en detalle la Resolución 097 de 2008, artículo 11.2.5.4.2 Auditoría a la información, se puede encontrar que: *“Cuando lo[sic] CREG lo solicite, el OR debe contratar una auditoría a la información registrada y reportada sobre las interrupciones del servicio, así como de los soportes que dieron lugar a exclusiones, haciendo especial énfasis en las inconsistencias detectadas entre la información en poder del LAC, los cálculos realizados por éste último y la información utilizada por el OR.”*

También señala, en el mismo numeral:

“Los resultados de estas auditorías deberán ser entregados a la CREG y, si es del caso, dará aviso a la SSPD con el propósito de que, en ejercicio de sus funciones, establezca si el respectivo OR ha incurrido en conductas sancionables por violaciones a la ley y a los actos administrativos a los que está

sujeto, todo sin perjuicio de la responsabilidad penal que pueda deducirse de estas conductas.”

Por otra parte, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013, se debe tener en cuenta:

“Que la calidad de la información, la correcta aplicación de la metodología y el mejoramiento continuo de los mecanismos utilizados para el manejo de la información producida son aspectos de vital importancia para el desempeño óptimo del esquema de incentivos y compensaciones...”

7.1. Análisis de información

El análisis realizado por esta Superintendencia consistió en la revisión detallada de los procedimientos aplicados por cada uno de los auditores, la calificación dada a las preguntas contenidas en el cuestionario F, y las observaciones que plasmaron los auditores en las que se aclaraban aspectos relacionados con inconvenientes, como por ejemplo, la selección de la muestra, el tipo de herramientas utilizadas para evaluar el aspecto mencionado en la pregunta o, en caso de ser necesario, aclaraciones o explicaciones sobre la calificación dada a una pregunta del cuestionario.

A pesar de ser opcionales y a pesar que no había un lineamiento sobre la manera en que debían plasmarse las observaciones, estas observaciones plasmadas por los equipos de Auditoría constituyeron la mayor fuente de información para esta Superintendencia, no solo porque en muchas ocasiones detallaban muy claramente los procedimientos realizados para evaluar un ítem, sino también porque contaban particularidades y/o características de cada uno de los sistemas de información de los prestadores o evidenciaban las inconsistencias o dudas que se presentaron durante el ejercicio de la auditoría.

Como se mostró en el capítulo 5, se presentaron diferencias en la información de interrupciones que reportan los Operadores de Red al SUI y al LAC, por lo tanto, esta Superintendencia busca identificar si en el ejercicio de auditoría se evidenciaron estas diferencias y en caso afirmativo, analizar el impacto sobre la calificación final obtenida por el prestador.

La auditoría está compuesta por 155 preguntas clasificadas en 7 cuestionarios, cada uno de estos cuestionarios, se enfoca en la evaluación de distintos aspectos:

1. Cumplimiento de requisitos de aplicación del esquema: Cuestionario A

2. Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del OR: Cuestionario B.
3. Madurez de la implementación del esquema: Cuestionario C.
4. Calidad de la información registrada en la base de datos del OR: Cuestionario D.
5. Calidad de los cálculos de las variables del esquema: Cuestionario E.
6. Calidad de la información reportada al SUI y al LAC: Cuestionario F.
7. Madurez de la implementación de las soluciones TIC: Cuestionario G.

El principal criterio de comparación que se usó en este análisis fue el cruce de las calificaciones obtenidas por los OR al cuestionario F y el número de transformadores sin reporte de interrupciones al LAC o SUI en el año 2017.

La comparación de información puede hacerse directamente, debido a que, por una parte, el número de transformadores sin reporte de interrupciones al LAC o SUI está consolidado para el año 2017 y, aunque las calificaciones obtenidas por los OR no corresponden en todos los casos al año 2017, el ejercicio de auditoría es una “fotografía” sobre el procesamiento de información y cálculo de indicadores que continuamente hacen los OR con las interrupciones en la prestación del servicio. Por lo anterior, la calificación que dan los Auditores a los cuestionarios sobre la calidad de la información se convierte en una única revisión detallada del funcionamiento de los sistemas de información de los Operadores de Red.

Uno de los aspectos centrales que plantea la misma Regulación es asegurar la calidad de la información para el funcionamiento adecuado del esquema. La calidad de la información requiere ser evaluada de forma integral en las diferentes etapas del proceso de distribución eléctrica para asegurar que los datos relacionados con el manejo de las interrupciones sean correctamente registrados, reportados, procesados y los indicadores que miden la calidad del servicio prestado sean correctamente calculados y reportados [8].

7.2. Resultados Obtenidos

La figura 35 muestra la calificación que obtuvo cada OR en el cuestionario F, calidad de la información reportada a las bases de datos del SUI y del LAC.

En el eje vertical izquierdo se muestra la calificación obtenida por el OR, la cual está en el rango de 0 a 80, debemos tener en cuenta que 80 es la máxima calificación que se puede obtener en el cuestionario. En el eje vertical derecho se cuenta el número de transformadores reportados por XM en

el formato 26 del SUI. Para una guía rápida al lector, las barras rojas se refieren al eje vertical izquierdo, mientras la línea verde se refiere al eje vertical derecho.

La figura 35 es muy clara y evidencia que en algunos de los casos no hay una correlación entre la calificación que otorga el equipo de Auditoría a las componentes arriba mencionadas y las diferencias identificadas por esta Superintendencia luego de analizar la información del Formato 26.

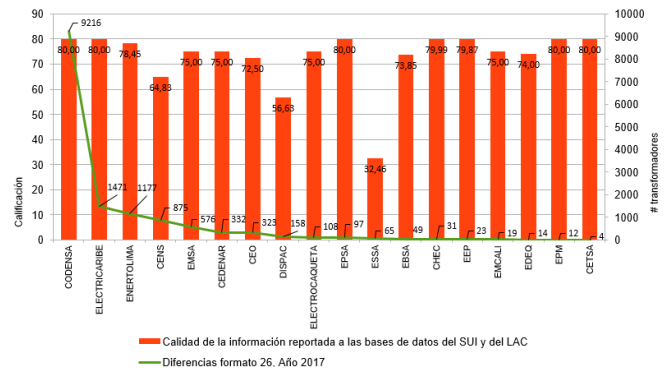


Figura 35. Resultados cuestionario F versus diferencias en reportes al SUI y al LAC

La figura 36 muestra la calificación que obtuvo cada OR en el cuestionario E, calidad de los cálculos de los componentes y variables que hacen parte de los índices y compensaciones, esta figura muestra el detalle de las calificaciones obtenidas por los distintos OR.

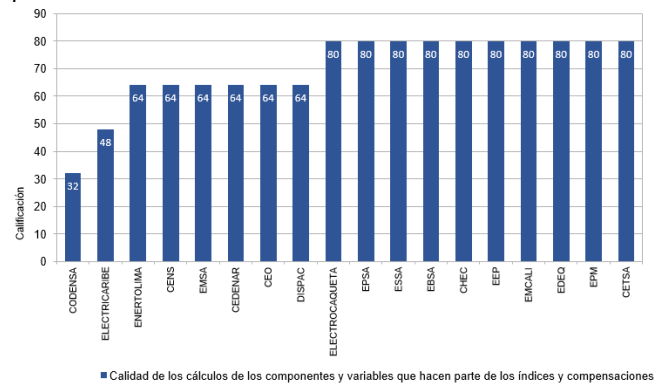


Figura 36. Resultados cuestionario E

Si bien, los resultados de una revisión detallada de las preguntas del cuestionario, no es posible mostrarla en un gráfico de resultados consolidados, sí se pueden exponer algunos resultados generales sobre los puntajes que obtuvieron los OR a algunas preguntas específicas.

7.3. Resultados revisión del cuestionario E y F

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013, mediante la aplicación del cuestionario E, el auditor deberá verificar la calidad de los cálculos de los diferentes índices y variables que hacen parte del esquema de incentivos y compensaciones. El cuestionario está compuesto por cinco preguntas, las cuales son calificadas por el equipo de auditoría con un valor de verdadero o falso únicamente.

En línea con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013, mediante la aplicación del cuestionario F, el auditor deberá verificar la calidad de los reportes hechos al SUI y al LAC. El cuestionario está compuesto por dieciséis (16) preguntas, de las cuales las primeras catorce (14) se responden con una valoración de 0 a 100 del equipo de auditoría y las dos últimas se califican como verdadero o falso únicamente.

La pregunta F.1.13 del cuestionario es la siguiente: “¿Las diferencias entre los reportes hechos al LAC y al SUI, con respecto a elementos, tiempos y clasificación de las interrupciones, están justificadas? Utilizar muestra.” A esta pregunta apenas un 61,1% de los OR auditados logró evidenciar que su sistema de información cumple con el requerimiento. Solamente 11 OR de un total de 18 OR consiguieron una respuesta verdadera del auditor luego de la verificación, vale la pena tener en cuenta que para responder esta pregunta el grupo de auditoría debió apoyarse de una muestra.

La pregunta F.1.14 del cuestionario es la siguiente: “Validar con un conjunto de datos de prueba preparado por el auditor la exactitud del sistema de generación de reportes. ¿Es preciso y confiable?”

A esta pregunta el 82,8% de los OR auditados logró evidenciar que sus sistemas de información cumplen con el requerimiento, es decir 13 OR de un total de 18 OR consiguieron una respuesta verdadera del auditor luego de la verificación.

El sistema de generación de reportes tiene un impacto alto en el proceso, puesto que deficiencias en los procesos de consulta y generación pueden ocasionar no solo reprocesos internos en el OR que puedan ocasionar incumplimiento en los reportes diarios, mensuales o trimestrales, pero también diferencias a justificar o en el peor de los casos diferencias no justificadas e inconsistencias; afectando la confiabilidad de todo el esquema. [8].

La pregunta E.1.3 del cuestionario E es la siguiente: “¿Hay consistencia de los índices calculados por el OR y el LAC?” A esta pregunta solamente un 55,6% de los OR auditados logró evidenciar que sus sistemas de información cumplen con el requerimiento. Solamente 10 OR de un total de 18 OR consiguieron una respuesta verdadera del equipo de auditoría luego de la verificación.

Las observaciones dadas por los distintos auditores a la pregunta E.1.3 llaman la atención a esta Superintendencia, porque evidencian claramente que hay diferencias en los cálculos que realizan los OR al compararlos con los cálculos que realiza el LAC. Esto tiene una implicación directa en la evaluación de las condiciones de calidad del servicio de los Usuarios.

Las observaciones descritas por los auditores dentro de los informes no son lo suficientemente claras como para llegar a una conclusión respecto del ejercicio realizado por el equipo de auditoría, igualmente una de las verificaciones que se desea determinar por parte de esta Superintendencia es verificar si se ha realizado algún ejercicio de comunicación o intercambio de experiencias para el cálculo de los indicadores de calidad entre los OR y el Liquidador y Administrador de Cuentas LAC, que permita identificar la causa de las diferencias en los cálculos de los índices del esquema de calidad del servicio. A continuación, se muestran algunos ejemplos de las observaciones de los equipos de auditoría.

El primer auditor comenta que “...la consistencia no es totalmente comprobable, lo cual es atribuido al LAC...”, otro auditor hace una solicitud para “...reconsiderar la calificación de este punto...” otro auditor al finalizar el ejercicio de verificación concluye que “...las eventuales inconsistencias corresponden al LAC...”, otro comentario prácticamente es una queja: “...Estos índices nunca van a coincidir el cálculo de los índices con lo que tiene establecido en XM...” y para finalizar, otro auditor efectivamente identifica que hay inconsistencias en los índices calculados por el OR y el LAC, sin embargo, otorga una calificación positiva al OR, contradiciendo su propia evaluación.

El sistema de cálculo de índices tiene un impacto crítico en el proceso, puesto que errores en las fórmulas, precisión, manejo de subíndices, pueden ocasionar que los índices aplicados al esquema sean incorrectos, implicando inclusive hasta una refacturación de las ventas de energía a los usuarios. [8].

En el Anexo 1 de este documento se han consolidado los comentarios de los auditores de los cuestionarios E y F para los OR que han presentado auditorías al esquema de calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 y Resolución CREG 025 de 2014, los resultados consolidados corresponden a la última auditoría allegada a esta Superintendencia por parte de cada OR.

8. Conclusiones

De acuerdo con lo antes enunciado, es posible llegar a las siguientes conclusiones:

1. En comparación con los resultados del año 2016, la duración y la frecuencia de las interrupciones que experimentó un usuario en Colombia, en el 2017, aumentó. De acuerdo con la información reportada por los OR y los resultados del presente informe, se evidencia una desmejora en las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica.
2. Un usuario en Colombia experimentó en el 2017 una duración de 39,5 horas de interrupciones, lo que equivale a 1 día y 15 horas continuas sin servicio de energía eléctrica. Comparado al SAIDI del año 2016 se observa un aumento de 1,5 horas. Adicionalmente, que 14 OR, que atienden al 74% del número de usuarios, tienen un valor de SAIDI que es menor que el valor del indicador nacional.
3. Un usuario en Colombia experimentó en promedio 51,3 interrupciones en el servicio de energía en el corrido del año 2017. Este valor es mayor al registrado para el año 2016, puesto que se presentó un aumento de 2,3 en la frecuencia de las interrupciones. Se observa que 11 OR, que atienden al 64,7% del número de usuarios, tienen un valor de SAIFI que es menor que el valor del indicador nacional.
4. El indicador SAIDI promedio para las capitales de departamento es de 26,7 horas, mientras que el que el indicador SAIFI promedio para las capitales de departamento es de 37,2 veces. Por lo que se observa que hay 10 capitales por encima del promedio nacional y que 4 capitales tienen una duración promedio de interrupciones mayor a 68 horas al año.
5. El 80% de los municipios del país que son atendidos por empresas que aplican el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 (aproximadamente 800 municipios), tienen un indicador SAIDI menor a 140 horas y un indicador SAIFI menor a 180 veces al año.
6. El grupo de calidad en donde se encuentre clasificado un usuario es determinante en la duración de las interrupciones en el servicio de energía que percibe. Si el usuario está ubicado en una población mayor a 100.000 habitantes, es decir, pertenece al grupo de calidad 1, la duración promedio de las interrupciones que experimentó fue de 15.9 horas. Si por el contrario se encuentra ubicado en una zona rural (grupo de calidad 4), la duración de las interrupciones promedio fue de casi 100 horas.
7. De la misma forma, el grupo de calidad en donde se encuentre clasificado un usuario es determinante en la frecuencia de las interrupciones en el servicio de energía que recibe. Si el usuario está ubicado en una población mayor a 100.000 habitantes, es decir, pertenece al grupo de calidad 1, la frecuencia promedio de las interrupciones que experimentó fue de 21,3 veces. Si por el contrario se encuentra ubicado en una zona rural, la frecuencia de las interrupciones promedio fue mayor a 114 veces.
8. Los usuarios de ENERTOLIMA S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. son los que experimentaron en promedio el mayor número de interrupciones en el servicio de energía eléctrica en el año 2017; esta tendencia se repite para todos los grupos de calidad en los que estos dos OR atienden usuarios, la situación más crítica se presenta para los usuarios ubicados en una zona rural (grupo de calidad 4), para ellos en promedio en el año 2017 se presentaron más de 200 interrupciones en el servicio.
9. El 50% de los usuarios clasificados dentro del grupo de calidad 1 gozan de las mejores condiciones de continuidad en el servicio de energía eléctrica en Colombia, este grupo de usuarios han experimentado en una duración promedio menor a 20 horas al año y menos de 35 interrupciones al año.
10. Los usuarios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. reciben el servicio de energía eléctrica con el indicador de continuidad más bajo del país. En todos los grupos de calidad se registra el desempeño más bajo en comparación a cualquier otro OR. Este OR atiende el 18% de los usuarios del país, aproximadamente 2,3 millones usuarios, la situación más crítica se presenta para los usuarios clasificados en los grupos de calidad 2 y 3 en donde los indicadores de SAIDI son cuatro veces

mayor al promedio del país, dentro de este grupo se encuentran aproximadamente unos 590 mil usuarios.

[9] Documento CREG 010 de 2018

11. Si bien el análisis de indicadores por grupo de calidad muestra resultados contundentes, el análisis por municipios muestra resultados desconcertantes. El listado de los 10 municipios con las peores condiciones de calidad del servicio en el país muestra que un usuario en Colombia puede presentar más de 900 interrupciones al año con una duración promedio de esas interrupciones mayor a 800 horas.
12. Al analizar los indicadores desde la óptica de los grupos de calidad y de indicadores de calidad por municipio se encuentra que el objetivo de homogenizar las condiciones de calidad del suministro para todos los usuarios no se ha logrado y dista mucho de lograrse. Claramente los grupos de calidad incentivan a los OR a concentrar su atención y recursos en los grandes centros urbanos poblados, dejando relegados a los usuarios localizados en las zonas apartadas en donde la densidad poblacional es baja.

9. Bibliografía

[1] Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mayo 2017.

[2] Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366 - 2012.

[3] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 070 de 1998

[4] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 097 de 2008

[5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 103 de 2004

[6] Resolución SSPD 20102400008055, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

[7] Resolución SSPD 20111300022695, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

[8] Identificación de criterios para la aplicación de las auditorias de información resultante del esquema de calidad del servicio en los SDL, Anexo - Circular CREG 076 de 2011.