



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CALIDAD DEL SERVICIO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL - STR's Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL - SDL's.

**DOCUMENTO CREG-123
NOVIEMBRE 30 DE 2000**

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

CALIDAD DEL SERVICIO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL - STR's Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL - SDL's.

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene el desarrollo conceptual y la propuesta de Resolución respectiva, relacionados con disposiciones de calidad del servicio que aplicarían durante el Período de Transición en la materia.

El documento está organizado así: Antecedentes, donde se presentan las disposiciones vigentes y que dan lugar al Proyecto de Resolución que se propone; Aspectos a Considerar en la Resolución de Calidad, donde se expone el análisis conceptual realizado por la CREG, el cual considera las observaciones y comentarios recibidos por Los Agentes y Terceros Interesados; y finalmente la recomendación que se somete a consideración de los miembros de la Comisión.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que previamente se presentó a los Operadores de Red y Terceros Interesados un Proyecto de Resolución para observaciones y comentarios, se anexa al presente documento la siguiente información:

- Propuesta Presentada a los OR's y Terceros Interesados (Anexo 1)
- Análisis detallado de las Observaciones y/o Comentarios relevantes presentados por los OR's y terceros interesados (Anexo 2)

2 ANTECEDENTES

La Ley 142 de 1994 le asignó a la CREG fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio de energía eléctrica. De la misma manera la Ley 143 de 1994, le asignó a la Comisión definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica.

La CREG, en cumplimiento de sus atribuciones legales emitió y adoptó, en junio de 1998, el Reglamento de Distribución¹. En este reglamento se regulan los Sistemas de Transmisión Regional –STR- y/o Distribución Local –SDL- de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, y contiene, además, las normas sobre la calidad en la prestación del Servicio de Distribución de Electricidad. La mencionada

¹ Resolución CREG 070 de 1998.

Resolución ha sido modificada a través de las Resoluciones CREG 025 y 089 de 1999.

Las empresas de servicios públicos encargadas de la calidad, planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo, o parte, de un STR y/o SDL, se definen como Operadores de Red (OR's).

Respecto a la calidad, se diferencia la Calidad de la Potencia Suministrada de la Calidad del Servicio Prestado. La Calidad de la Potencia se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras que la Calidad del Servicio Prestado se refiere a la confiabilidad del servicio.

La CREG, en el Reglamento de Distribución, fijó los estándares que miden la calidad de la potencia suministrada por los OR's, y que corresponden a:

- Frecuencia y Tensión
- Contenido de Armónicos de las Ondas de Tensión y Corriente
- “Flicker”
- Factor de Potencia
- Transitorios Electromagnéticos y Fluctuaciones de Tensión

Respecto a la Calidad del Servicio de Distribución Prestado (Confiabilidad) y con el fin de dar garantías mínimas a los Usuarios de la electricidad, el Reglamento de Distribución definió:

- Los criterios de calidad del servicio de energía eléctrica,
- Los indicadores que miden la calidad, y
- Las responsabilidades y compensaciones por la calidad del servicio prestado.

Se establecieron entonces, dos indicadores fundamentales para medir la calidad del servicio de energía eléctrica prestado a los Usuarios:

- Uno que mide el tiempo total durante el cual el servicio es interrumpido, llamado indicador DES.
- Otro que mide el número de interrupciones del servicio, correspondiente al indicador FES.

Las disposiciones regulatorias vigentes en materia de calidad de los STR y/o SDL, diferencian dos períodos en la aplicación de tales disposiciones a saber:

- Período de Transición: comprendido entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre del 2002
- Período Definitivo: a partir del 1 de enero de 2003.

Durante el Período de Transición los cálculos de los indicadores se realizarán a nivel de Circuito, mientras que en el período definitivo, a partir del 1 de enero del año 2003, los indicadores se calcularán a nivel de Usuario individual.

Esta separación se relaciona con la vigencia del actual período tarifario para la remuneración de la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local. La metodología actual para la determinación de los Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's, y los cargos correspondientes aprobados por la CREG, rigen hasta el 31 de diciembre del 2002, razón por la cual, las disposiciones del Período de Transición en materia de calidad del servicio prestado van hasta esa fecha. De esa forma, las disposiciones de calidad que entran a regir a partir del 1 de enero del 2003 estarán integradas a las disposiciones que simultáneamente se establezcan para la remuneración de la actividad de transporte en los STR's y/o SDL's en la vigencia 2003 - 2007.

El Reglamento de Distribución dispuso que el registro de la duración y número de interrupciones que se presentaran a nivel de Circuito debía realizarse a partir del 1 de enero de 1999, para de esta manera, iniciar las compensaciones a los Usuarios por mala calidad del servicio el 1 de enero de 2000 -inicio del año 1 del Período de Transición-, debido a que para el primer año de la transición los indicadores reflejarían la calidad con que se prestó el servicio durante el año inmediatamente anterior.

Las compensaciones a los Usuarios se dan cuando los indicadores de calidad del servicio exceden los Valores Máximos Admisibles (VMA) de los mismos, fijados por la CREG. El Reglamento de Distribución desde 1998 estableció, provisionalmente, como metas para el año 3 del Período de Transición (2002) una duración máxima equivalente de las interrupciones (DES) de 12 Horas – año y una frecuencia máxima equivalente de las interrupciones (FES) de 18 Veces - año. Las metas para el año 1 del Período de Transición (2000), tal como estaba previsto desde junio de 1998, fueron fijadas por la Comisión en junio de 1999 mediante Resolución 025 del mismo año.

Complementariamente a la fijación de las metas para el año 1 del Período de Transición, considerando además los resultados de los estudios que se habían realizado en materia de calidad del servicio y las observaciones presentadas sobre el mismo asunto por parte de los Operadores de Red (quienes son responsables por la calidad con que se presta el servicio de electricidad a los Usuarios conectados a los STR's y/o SDL's), la Comisión, mediante Resoluciones CREG 025 y 089 de 1999, realizó ciertas precisiones y ajustes al texto original de Reglamento de Distribución, entre otros, en los siguientes aspectos:

- a) Fijación de Valores Máximos Admisibles de los indicadores DES y FES para el año 1 del Período de Transición, por grupos, los cuales clasifican los Circuitos de un STR y/o SDL dependiendo del número de habitantes de la zona urbana que

atienden y para Circuitos en zonas rurales. De esta manera se trata de reflejar en los indicadores las incidencias de la topología de la red sobre la calidad del servicio

- b) Se flexibilizó la definición de Circuito y se aclararon los requerimientos en cuanto a instalación de equipos de medida para el registro de la calidad del servicio a nivel de Circuito, y complementariamente, se redujo la definición de los Circuitos a dos categorías: Alimentadores Primarios, donde sería obligatorio el registro de los indicadores mediante equipo de medida, y Transformadores de Distribución, donde se permite el registro de los indicadores a partir de los reportes de novedades de los mismos².
- c) Aplicación de indicadores por defecto para duración y frecuencias de las interrupciones (DES y FES) en aquellos casos en que los OR's no realicen las mediciones de la calidad del servicio requeridas y/o no realicen los reportes correspondientes de conformidad con el Reglamento de Distribución
- d) Se flexibilizó el plazo para que los OR realicen el vínculo Usuario – Circuito, información que es indispensable para realizar las compensaciones a aquellos Usuarios que han recibido una calidad inferior a aquella que tenían derecho de conformidad con las metas definidas por el Reglamento de Distribución. Complementariamente, se definieron las obligaciones del OR en cuanto al manejo de las compensaciones mientras se efectúa el vínculo citado
- e) Se excluyeron del cálculo de los indicadores DES y FES los siguientes tipos de interrupción:
 - Interrupciones debidas a las indisponibilidades permitidas de los Activos de Conexión al STN
 - Interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos
 - Eventos programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión

Además se hizo explícita la exclusión de las Indisponibilidades originadas en eventos de fuerza mayor declaradas por el OR, asumiendo éste la responsabilidad por dicha declaración

- f) Se revisó el costo de racionamiento que se utiliza para el cálculo de las compensaciones a los Usuarios que han recibido una calidad inferior a la contemplada por las metas de los indicadores de calidad del servicio, aplicable durante el Período de Transición. Se tomó un valor inferior al inicialmente fijado

² En todo caso se deben incluir para los transformadores de distribución las interrupciones registradas en los equipos de medida del alimentador al que pertenecen

- g) Se precisaron las responsabilidades por la calidad del servicio, aplicables durante el primer año del Período de Transición, en aquellos casos en los cuales se encuentran conectados en serie los sistemas de dos ó más OR's
- h) Para los años 2 y 3 del Período de Transición (2001 y 2002) se estableció que los indicadores de calidad del servicio evaluarán la calidad sobre un período trimestral
- i) Se incorporaron disposiciones para por medio de encuestas identificar el grado de satisfacción de los Usuarios con el servicio prestado por los Operadores de Red

De otra parte, considerando que a principios del año 2000 se finalizaría el estudio denominado “Asesoría para el Desarrollo Regulatorio de la Calidad del Servicio para el Sector Eléctrico Colombiano”³, y dada la necesidad de analizar información actualizada de calidad del servicio correspondiente a los primeros años de aplicación del Reglamento de Distribución, la Resolución CREG 089 de 1999 dispuso que con anterioridad al 31 de julio de 2000 (plazo que se amplió al 31 de diciembre de 2000) la Comisión se pronunciaría en relación con:

1. Valores Máximos Admisibles aplicables durante el año 2 del Período de Transición (2001) y validación de la meta establecida por la Resolución CREG 070 de 1998 para el año 3 del Período de Transición
2. Fórmulas de compensación aplicables durante los años 2 y 3 del Período de Transición
3. Asignación de responsabilidades en el caso de dos o más Operadores de Red conectados en serie
4. Mecanismos que garanticen el cumplimiento de las disposiciones de calidad y que le permitan a los Usuarios verificar la aplicación de las mismas⁴.
5. Precisión en la adopción de guías de la IEEE para la definición de los estándares de calidad de la potencia suministrada: Armónicos, Flicker y Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión. Actualmente el reglamento hace referencia a estas guías como “Normas”, definición que es necesario precisar pues no se constituyen en tales
6. Tratamiento de los activos de conexión al STN, para efectos de la determinación de los indicadores de calidad del servicio.

³ Adelantado por la firma CHRISTENSEN ASSOCIATES en conjunto con las firmas CONSULTORES UNIDOS y ECONOMETRIA

⁴ En el período de aplicación del Reglamento de Distribución se han notado presuntos incumplimientos en aspectos, tales como: registro de indicadores de calidad, reporte de información a los organismos de vigilancia y control, aplicación de las compensaciones a que tienen derecho los Usuarios y reporte de información de indicadores de calidad y compensaciones en las facturas del servicio

Considerando, que se ha finalizado el estudio “Asesoría para el Desarrollo Regulatorio de la Calidad del Servicio para el Sector Eléctrico Colombiano”, adelantado por la firma CHRISTENSEN ASSOCIATES en conjunto con las firmas CONSULTORES UNIDOS y ECONOMETRIA, y que se cuenta con cierta información de la calidad del servicio prestado por los OR's para el año 1999, el presente documento expone los resultados y conclusiones que se han obtenido en el estudio del tema de calidad en distribución, los comentarios recibidos por los OR's y terceros interesados⁵, los análisis realizados a dichos comentarios y finalmente propone a la CREG la Resolución que se expediría.

3 ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA RESOLUCION DE CALIDAD EN LOS STR Y/O SDL

En este capítulo se presentan los temas a desarrollar en la Resolución de Calidad que se propone. En cada uno de los temas, se presenta la motivación conceptual, los análisis realizados y las conclusiones finales, considerando las observaciones hechas por los OR's y Terceros Interesados. Consideramos pertinente recordar que los análisis detallados de los comentarios y observaciones de los agentes se presentan en el anexo 2.

3.1 Responsabilidades para Operadores de Red conectados en serie

Dada la topología de las redes de transmisión regional y/o de distribución local en el Sistema Interconectado Nacional y los sistemas existentes de los Operadores de Red (OR), se dan situaciones en las cuales algunos sistemas de OR's no acceden directamente al Sistema de Transmisión Nacional (STN), sino que se conectan o “son Usuarios” del sistema de otro Operador de Red.

Los cargos por uso que deben pagar los Usuarios finales del servicio conectados a un STR y/o SDL remuneran todos los activos existentes desde un punto de conexión al STN hasta el punto de conexión del Usuario, independientemente del número de OR's involucrados.

A pesar de lo anterior, considerando que cada Operador de Red es responsable por la calidad del servicio que perciben los Usuarios conectados a su sistema, en aquellos casos en los cuales el Operador de Red está conectado al sistema de otro OR, se hace necesario identificar claramente las responsabilidades de cada uno de ellos en las interrupciones totales que perciben los Usuarios de dichos sistemas.

Teniendo en cuenta los análisis realizados por la Comisión, las observaciones y propuestas de los agentes en este aspecto, se llega a la conclusión que la

⁵ Se realizó reunión y se presentó Proyecto de Resolución, sobre el cual se solicitaron comentarios y/o observaciones.

responsabilidad de cada uno de los agentes debe ser proporcional a la participación de las interrupciones de sus sistemas, en los indicadores del Operador conectado “aguas abajo”.

Vale la pena mencionar, que este es el mecanismo vigente para el año 1 del Período de Transición.

3.2 Valores máximos admisibles de DES y FES para los años 2 y 3 del Período de Transición.

Las metas o Valores Máximos Admisibles para los indicadores de Duración y Frecuencia de las interrupciones (DESc y FESc) al finalizar el Período de Transición deben corresponder con los niveles de calidad que están implícitos en la remuneración actual del servicio de distribución. Para determinar estos niveles exigibles de calidad se analizaron las medidas que los Operadores de Red pueden llevar a cabo para mejorar la calidad, verificando cuales de ellas están siendo remuneradas con los cargos actuales.

Las medidas que pueden adelantar los Operadores de Red para mejorar la calidad del servicio prestado a los Usuarios conectados a sus sistemas, se pueden clasificar en dos grupos⁶: las que requieren inversiones adicionales, no consideradas actualmente en los cargos por uso, y las relacionadas con la operación adecuada de los activos existentes, que no implican inversiones adicionales (o requieren inversiones mínimas adicionales) a las que actualmente están involucradas en los cargos por uso que perciben los Operadores.

a) Las primeras se refieren a acciones como:

- Construcción de extensiones de líneas para suplencia de alimentación primaria de los alimentadores
- Implementación de reconnectadores y sistemas de coordinación sofisticados
- Telemedición, telemando y automatización local o remota, en la misma subestación o desde un centro de control
- Remodelación de líneas y Circuitos primarios o secundarios, diferentes a las estrictamente necesarias para la operación y expansión normal del sistema.

b) Las acciones que no implican inversiones o requieren inversiones mínimas, adicionales a las remuneradas en los cargos por uso, son:

⁶ CHRISTENSEN, Consultores Unidos S.A., Econometría. “Asesoría para el Desarrollo Regulatorio de la Calidad del Servicio para el Sector Eléctrico Colombiano”, Bogotá D.C., febrero 29 de 2000.

- Puesta en operación del relé de recierre en las celdas primarias y de los fusibles de las ramas principales de los alimentadores
- Implementación de seccionadores en los tramos del tronco del Circuito
- Localización de fallas con localizadores visuales en las ramas de los alimentadores
- Aprovechamiento de la capacidad excedente y de la cargabilidad de los transformadores cuando es del caso.
- Utilización económica de subestaciones móviles en zonas rurales
- Mantenimiento en caliente de los alimentadores de media tensión
- Reposición o renovación del equipo obsoleto

Por lo tanto, para lograr identificar los niveles de calidad que están implícitos en la remuneración que actualmente perciben los OR, se debería partir de las medidas expuestas en el literal b) anterior y de la mejor información de Circuitos y de calidad del servicio disponible. Sin embargo, tal como se expone más adelante, considerando los comentarios presentados por las empresas, se recomienda que para lo que resta del período de transición se considere solamente la primera medida del literal b).

A continuación se describe la información de calidad utilizada en los análisis realizados por la CREG, al igual que los estudios realizados y las conclusiones obtenidas dentro del cálculo de las metas de calidad para los años 2 y 3 del Período de Transición.

3.2.1 Información Disponible

Los datos sobre la calidad del servicio prestado se recopilaron a través de la información reportada por los Operadores de Red a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Las empresas de las que se cuenta con información adecuada de Calidad del Servicio, para el año 1999, son⁷:

1. Central Hidroeléctrica de Caldas
2. Centrales Eléctricas de Nariño

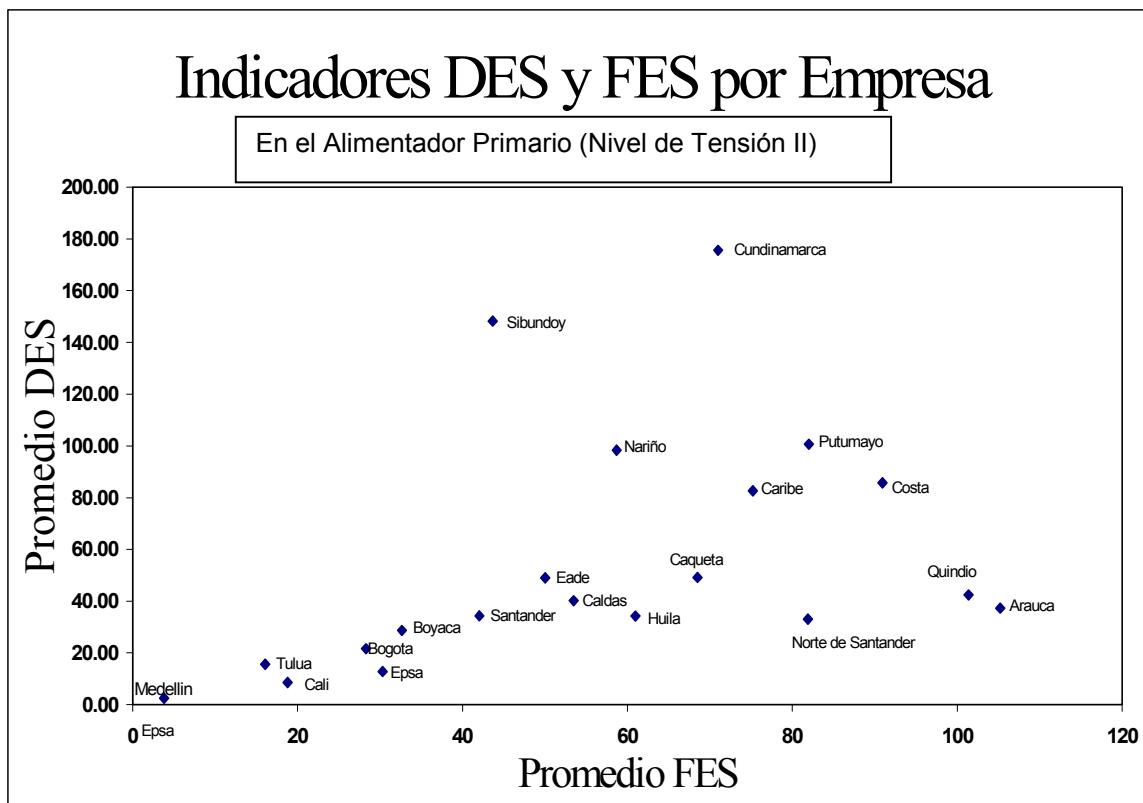
⁷ En los casos particulares de las empresas: Electrificadora de la Costa y Electrificadora del Caribe, quienes han reportado información de calidad únicamente para último semestre del año 1999, se procedió a estimar a partir de esta, la información anual respectiva. De otra parte, se considera importante destacar que Codensa reportó información completa de 437 alimentadores.

3. Centrales Eléctricas de Norte de Santander
4. Codensa
5. Compañía de Electricidad de Tulúa
6. Electrificadora de la Costa
7. Electrificadora de Santander
8. Electrificadora del Caquetá
9. Electrificadora del Caribe
10. Electrificadora del Huila
11. Empresa Antioqueña de Energía
12. Empresa de Energía de Arauca
13. Empresa de Energía de Boyacá
14. Empresa de Energía de Cundinamarca
15. Empresa de Energía del Pacífico
16. Empresa de Energía del Putumayo
17. Empresa de Energía del Quindío
18. Empresa de Energía del Valle de Sibundoy
19. Empresas Municipales de Cali
20. Empresas Públicas de Medellín

En total se recopiló información de 2548 alimentadores, de los cuales 2321 pertenecen al nivel de tensión II. La distribución de los alimentadores por empresa y nivel de tensión se presenta en la siguiente tabla.

Empresa	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Total
Antioquia	294	4	0	298
Arauca	18	0	0	18
Bogotá	423	7	7	437
Boyacá	118	43	13	174
Caldas	187	18	4	209
Cali	116	22	2	140
Caquetá	25	2	0	27
Caribe	217	5	0	222
Costa	139	16	3	158
Cundinamarca	5	24	3	32
Epsa	82	1	0	83
Huila	102	13	0	115
Medellín	338	28	4	370
Nariño	54	1	0	55
Norte de Santander	52	6	0	58
Putumayo	1	0	0	1
Quindío	31	0	0	31
Santander	102	0	0	102
Sibundoy	3	1	0	4
Tulúa	14	0	0	14
Total	2321	191	36	2548

La gráfica siguiente ilustra los promedios simples por empresas para los indicadores DESc y FESc del nivel de tensión II. Los OR's localizados, en la gráfica, cerca al origen tienen un mejor nivel de calidad y a medida que se alejan se alcanzan menores niveles de calidad del servicio prestado.



La siguiente tabla contiene algunas estadísticas interesantes por empresa, como son: total de alimentadores en la muestra, promedio DES en el alimentador primario, promedio FES en el alimentador primario, cantidad promedio de Usuarios, longitud promedio (km) y densidad promedio (Usuarios/km).

Empresa	Número de Alimentadores	Promedio DES	Promedio FES	Longitud Promedio	Usuarios Promedio	Densidad Promedio
Antioquia	294	48.94	50	44.94	1574	182.42
Arauca	18	37.30	105	88.53	1797	75.24
Bogota	423	21.59	28	9.84	1654	188.46
Boyaca	118	28.62	33	26.64	2878	106.23
Caldas	187	40.14	53	39.43	1682	139.70
Cali	116	8.54	19	17.18	3654	290.39
Caqueta	25	49.13	68	49.80	1577	75.64
Caribe	217	82.65	75	24.05	3093	272.03
Costa	139	85.68	91	49.77	3317	205.59
Cundinamarca	5	175.61	71	9.10	9273	1024.83
Epsa	82	12.78	30	39.10	1552	97.70
Huila	102	34.23	61	28.25	1738	192.66
Medellin	338	2.47	4	13.88	2595	298.49
Nariño	54	98.32	59	46.83	3569	159.34
Norte de Santander	52	33.00	82	16.71	4261	290.84
Putumayo	1	100.68	82	16.50	1938	117.45
Quindio	31	42.36	101	30.91	2923	349.84
Santander	102	34.32	42	42.82	2046	206.12
Sibundoy	3	148.28	44	61.95	1856	33.69
Tulua	14	15.56	16	7.17	2488	888.86

Para un total de 2321 alimentadores, lo cual corresponde al 58% (aproximadamente) del total de alimentadores del país.

3.2.2 Análisis de la Información

La calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local está estrechamente relacionada con la topología de las redes eléctricas. Como reconocimiento de lo anterior, actualmente los circuitos se clasifican en cuatro grupos que tratan de reflejar dichas diferencias.

Ahora bien, con el fin de realizar un análisis exhaustivo de la calidad del servicio, a partir de la información disponible actualmente, se procedió a plantear diferentes modelos que permitieran relacionar la calidad del servicio con la confiabilidad que pueden ofrecer los Circuitos, a partir de las características de éstos, como son: longitud, densidad, capacidad, cargabilidad y remuneración actual.

Por esto, se realizaron los siguientes Análisis Estadísticos:

- Análisis de Correlación
- Análisis de Regresión
- Análisis de Varianza
- Análisis de Conglomerados

A continuación se describen las variables consideradas en cada uno de estos análisis y las conclusiones obtenidas en cada caso.

3.2.2.1 Análisis de Correlación

Se llevó a cabo entre los Indicadores de Calidad DES y FES reales de los circuitos de la muestra y las variables:

- Longitud
- Número de Usuarios conectados al Circuito
- Densidad (Usuarios/km)
- Potencia Promedio (Potencia/Usuarios)
- Voltaje (kV)
- Cargos por Uso: Vigentes, Sin acotamiento, Magnitud del Acotamiento de los Cargos y una variable categórica según acotamiento y no acotamiento

De éste análisis se concluyó que la calidad se encuentra relacionada con la longitud, densidad y Potencia Promedio del Alimentador. Sin embargo, la variable Usuarios no se encuentra correlacionada con la calidad lo que permite concluir que la correlación de la calidad con la densidad se debe a la longitud básicamente.

Adicionalmente, otra conclusión, tal vez la más importante, es que no se encontró correlación alguna entre la calidad y las variables remuneración actual y magnitud del acotamiento de los cargos por uso.

3.2.2.2 Análisis de Regresión

Se buscó un modelo el cual explicara la Calidad del Servicio Real, en función de las siguientes variables:

- Longitud
- Número de Usuarios conectados al Circuito
- Densidad (Usuarios/km)
- Potencia Promedio (Potencia/Usuarios)
- Voltaje (kV)
- Cargos por Uso: Vigentes, Sin acotamiento, Magnitud del Acotamiento de los Cargos y una variable categórica según acotamiento y no acotamiento

En el caso del indicador DES, se ajustó un modelo estadísticamente significativo, según el cual, este indicador es explicado por las variables: Longitud, Potencia Promedio, Voltaje y Magnitud del Acotamiento de los Cargos por Uso.

Análogamente, los resultados obtenidos para el indicador FES demuestran que éste indicador es explicado por las variables Longitud, Potencia Promedio, Voltaje, Usuarios, Densidad y Magnitud del Acotamiento de los Cargos por Uso.

Como se observa, es común la incidencia del Acotamiento de los Cargos por Uso en el comportamiento real de los indicadores de calidad, sin embargo, la incidencia es negativa, esto es, entre mayor haya sido el acotamiento de los Cargos para una

empresa los estándares de calidad tienden a ser cada vez mejores. Esto permite concluir que las deficiencias actuales de la calidad se deben fundamentalmente a la gestión de las empresas.

3.2.2.3 Análisis de Conglomerados

Se procedió a clasificar los circuitos de tal forma que se obtuvieran grupos que por sus características similares permitieran determinar la calidad asociada a ellos.

Para esto, se realizó un análisis de Cluster (conglomerados), con el fin de encontrar un criterio objetivo que permitiera realizar la división entre Circuitos por diferentes variables. Se eligió el método de Ward para escoger los clusters con el criterio de mínima varianza⁸.

De lo anterior, se logró determinar grupos con diferencias estadísticamente significativas únicamente para las variables Longitud y Densidad. Sin embargo, teniendo en cuenta que previamente se demostró que en la realidad la Longitud es la variable que incide en la calidad (razón por la cual se relacionan calidad y densidad), se define como único criterio de agrupación la Longitud de los Circuitos.

Se determinaron entonces dos grupos de circuitos, según la longitud de los mismos, teniendo como punto de corte una Longitud del Circuito de 37 km. De esta manera se podrían clasificar los alimentadores según sus Indicadores de Calidad Reales en Circuitos Cortos (aquellos con longitud menor o igual a 37 km) y en Circuitos Largos (aquellos con longitud mayor a 37 km).

3.2.2.4 Análisis de Varianza

Teniendo en cuenta las conclusiones expuestas previamente, se realizó un análisis de varianza entre los Indicadores de Calidad DESc y FESc, y, las variables longitud y la existencia o no de Relé de Recierre en cada alimentador.

Este análisis permite determinar si existe diferenciación de la calidad real para grupos de circuitos, agrupados según longitud (cortos – largos) y según la existencia o no de relé de recierre.

Se encontró que efectivamente existen diferencias en la calidad del servicio, estadísticamente significativas, entre los grupos de longitud planteados, y que la utilización de Relé de Recierre afecta únicamente al Indicador FES (mejorándolo).

⁸ El método Ward de mínima varianza permite ir agrupando las observaciones en conglomerados de manera que la suma de las varianzas de los diferentes conglomerados sea la menor posible.

3.2.3 Determinación de Metas de los Indicadores de Calidad

De conformidad con las recomendaciones del Estudio de Calidad, la calidad implícita en la Remuneración actual de los Sistemas debería determinarse a partir de la aplicación de la Metodología de Billington y Allan.

Esta metodología permite analizar las mejoras en los indicadores de calidad del servicio que se logran mediante la implementación de medidas de orden técnico en los sistemas de distribución, como son la puesta en operación de: Relés de recierre, fusibles en las ramas y seccionadores en el tronco. Para una descripción detallada de la metodología, ver Anexo F, numeral 6, del Estudio de CHRISTENSEN.

Sin embargo, presenta varios inconvenientes ya que implica la necesidad de asumir varios supuestos relacionados con el grado de utilización actual del Relé de Recierre, y las efectividades en la operación de éste equipo conjuntamente con los Fusibles y Seccionadores.

En virtud de lo anterior, y considerando que del análisis de la información se pudo concluir que efectivamente la utilización de Relés contribuyen al mejoramiento de la calidad del servicio (indicador FES) y que los problemas de calidad se deben fundamentalmente a la gestión de las empresas (la magnitud del acotamiento de los cargos por uso no ha incidido en los indicadores de calidad reales), se estableció como metodología para determinar las metas de los indicadores de calidad, tomar el percentil 50 de la totalidad de la muestra de circuitos del nivel de tensión 2, agrupados según el criterio de longitud (cortos-largos), que actualmente operan con Relé de Recierre.

A partir de las metas, así estimadas, y dado que la calidad del servicio es diferente por nivel de tensión (los niveles de tensión superiores presentan inherentemente mejores estándares de calidad), se procedió a calcular las metas por cada nivel, para lo cual, se utilizó la distribución de fallas por niveles recomendada en el Estudio de Calidad⁹. Las metas resultantes son las que se presentan en el artículo 4º del Proyecto de Resolución sometido a consideración de los agentes y terceros interesados (anexo 1)¹⁰.

No obstante lo anterior, y considerando válidos los comentarios presentados por los agentes en el sentido de mantener la clasificación actual de los circuitos, dadas las

⁹ La distribución recomendada por el consultor es:

Nivel de Tensión	DES	FES
Nivel 1	100%	100%
Nivel 2	85%	88%
Nivel 3	13%	15%
Nivel 4	4%	5%

¹⁰ Las metas para el año 2 se estiman siguiendo el procedimiento recomendado por el consultor del Estudio de Calidad (numeral 3.5)

implicaciones que conlleva su cambio (ver anexo 2), se recomienda definir las metas para los años 2 y 3 del Período de Transición siguiendo la aplicación de la metodología actual, con los siguientes ajustes:

- a) Se deben reflejar mejoras en la gestión de los OR's acorde con la regulación vigente. Para ello, se propone que los percentiles a utilizar sean disminuidos 10 puntos cada año a partir de los utilizados en la definición de metas del año 1
- b) Teniendo en cuenta que la utilización de Relé de Recierre produce mejoras en la calidad del servicio, se propone aplicar la metodología para los circuitos de la información disponible que operan con Relé de Recierre.

Las trayectorias de los percentiles serían:

GRUPO	AÑO 1		AÑO 2		AÑO 3	
	DES	FES	DES	FES	DES	FES
1	60	70	50	60	40	50
2	70	85	60	75	50	65
3	80	90	70	80	60	70
4	90	95	80	85	70	75

Las metas resultantes para la información disponible de Indicadores de Calidad reales son:

GRUPO	AÑO 2		AÑO 3	
	DES	FES	DES	FES
1	19	38	11	26
2	29	58	19	44
3	39	68	29	51
4	61	84	39	58

Nota: Indicador DES en horas

Los anteriores resultados son menos exigentes que los vigentes regulatoriamente para el año 3 (DES: 12 Horas; FES: 18 Interrupciones) y los resultantes de aplicar la metodología propuesta por el consultor en el Estudio de Calidad con la información actualizada¹¹.

¹¹ Estos resultados son:

Clasificación Circuito	DES	FES
CORTO	6	10
LARGO	28	46

Nota: Metas para el año 3 del Período de Transición
Indicador DES en horas

Finalmente, considerando que está previsto regulatoriamente que durante los años 2 y 3 del Período de Transición los indicadores de calidad se evaluarán trimestralmente, es necesario determinar las Metas para cada trimestre a partir de las Metas anuales recomendadas anteriormente. Para estos efectos, se propone que se permita a cada Operador de Red determinar la distribución de los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores de Calidad en cada uno de los trimestres del año (1 de enero – 31 de marzo, 1 de abril – 30 de junio, 1 de julio – 30 de septiembre y 1 de octubre – 31 de diciembre), la cual, se definiría una sola vez (con anterioridad al 31 de diciembre de 2000, de no cumplirse este plazo se asumiría una distribución en partes iguales de la meta), será única por empresa, el valor para un trimestre no podrá superar el 50% de la meta anual y estará vigente durante los años 2 y 3 del Período de Transición.

3.3 *Indicadores DES y FES por defecto*

Cuando un OR no realiza el registro de las interrupciones que se presentaron en un Circuito, información que determina los indicadores de calidad, y/o no realiza los reportes de información respectivos a los Comercializadores y/o a la SSPD, se asumen para dicho Circuito unos tiempos y número de interrupciones previamente determinados por la regulación, llamados: *indicadores DES y FES por defecto*.

Actualmente, los indicadores por defecto se establecen como los valores máximos admisibles de los indicadores de calidad del servicio afectados por un factor establecido en el Reglamento de Distribución (para el año 2000 es de 3.2). Esta metodología, por lo tanto, implica que a medida que las metas de los indicadores de calidad se van reduciendo, como efectivamente sucede a medida que avanza el Período de Transición, la señal de los indicadores DES y FES por defecto se hace más débil. De igual manera, en la medida que el valor por defecto no esté bien definido, podría incentivar el no reporte de información para aquellos circuitos que presentan indicadores de calidad reales superiores a dicho valor.

Considerando lo anterior, y los análisis realizados a las observaciones de los agentes en este punto (ver anexo 2), se propone que cuando los Operadores de Red no realicen el registro de los indicadores de calidad y los reportes a que están obligados (siguiendo los formatos, procedimientos y plazos que se proponen en el numeral 3.6), y/o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad según las recomendaciones del numeral 3.7, se apliquen los indicadores DES y FES por defecto, los cuales, se establecerán como valores fijos, para lo que resta del Período de Transición, que serán iguales a los indicadores vigentes (año 1 del Período de Transición) en cada uno de los Grupos en que se clasifican los circuitos.

El mecanismo detallado que se propone para la aplicación de los indicadores DES y FES por defecto está contenido en el numeral de plazos que se expone más adelante.

3.4 Vínculo Usuario – Circuito

La Resolución CREG 070 de 1998, previó inicialmente que los Operadores de Red deberían contar con el vínculo Usuario – Circuito en el mes de enero de 2000, mes a partir del cual se iniciarían las compensaciones a los Usuarios.

Sin embargo, mientras el OR realizaba el vínculo Usuario – Circuito y enviaba a los Comercializadores la información necesaria para hacer efectivas las compensaciones, la Comisión estableció un mecanismo para manejar los recursos de las compensaciones, cuando se detectaba que un Circuito había superado los Valores Máximos Admisibles de los indicadores de calidad, el cual, consistía en la creación por parte del OR de un Patrimonio Autónomo en el que debía depositar el valor de las compensaciones a que hubiera lugar.

Sin embargo, considerando el desarrollo del esquema hasta la fecha, se sugiere que se reemplace el mecanismo de manejo de recursos de las compensaciones, mencionado anteriormente, y que los OR's se sometan al procedimiento y a los plazos que se plantean a continuación.

3.5 Cálculo de las Compensaciones

De conformidad con el Reglamento de Distribución vigente (Resolución CREG 089 de 1999) para los años 2 y 3 del Período de Transición los indicadores de calidad se evaluarán trimestralmente.

En consecuencia, dado que la fórmula de compensación vigente está diseñada para una evaluación anual de los indicadores (año 1 del Período de Transición), y teniendo en cuenta las observaciones y comentarios realizadas por los agentes (ver anexo 2), es necesario realizar ajustes para su aplicación durante los dos últimos años del Período de Transición.

Por tanto, la fórmula para el cálculo de las compensaciones que se propone es:

a) Para el indicador DES:

$$\text{Si } [\text{DES}_c - \text{VM}_{\text{DES}_c}] \leq 0, \text{ entonces } \text{VCD}_c = 0$$

$$\text{Si no, } \text{VCD}_c = [\text{DES}_c - \text{VM}_{\text{DES}_c}] \times \text{CI} \times \text{DP}_c$$

donde:

VCD_c : Valor a Compensar al Usuario por el Incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c , al cual se encuentra conectado

- DES_c: Indicador DES del Circuito c, reportado al Comercializador por el OR o el Indicador por Defecto en caso que el OR no haya reportado adecuadamente la información
- Tal como se expone más adelante en el numeral 3.6, cuando el OR no reporte adecuadamente la información de calidad al Comercializador en los formatos, términos y medios que se establezcan, o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad, DESc será igual al indicador por Defecto propuesto en el numeral 3.3.
- VM_{DESC}: Valor Máximo Admisible para el Indicador DESc fijado por la CREG
- Cuando el OR no informe el Grupo del Circuito al cual pertenece el Usuario, el Comercializador asumirá como Valor Máximo Admisible para el Indicador DESc el correspondiente al Grupo UNO (1).
- CI: Costo Estimado de la Energía no Servida, el cual, es igual a 265.2 \$/kWh, \$ Colombianos del 30 de noviembre de 1997. Este valor se deberá actualizar al mes en el cual se efectúa la compensación utilizando el Índice de Precios al Consumidor nacional reportado por el DANE.
- DP_c: Demanda Promedio. Demanda Promedio (en kW) del Usuario durante los últimos doce (12) meses. Se entiende la Demanda Promedio del Usuario como el cociente entre la energía facturada (kWh) a éste durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de horas del año. Si el Usuario no ha sido atendido por el Comercializador durante la totalidad del último año, la energía facturada se debe dividir entre las horas correspondientes a la fracción del año durante la cual fue atendido.

b) Para el indicador FES:

Si $[FESc - VM_{FESc}] \leq 0$, entonces $VCFc = 0$

Si no, $VCFc = [FESc - VM_{FESc}] \times [DESC/FESc] \times CI \times DPc$

donde:

- VCF_c: Valor a Compensar al Usuario por el Incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, al cual se encuentra conectado ario
- FES_c: Indicador FES del Circuito c, reportado al Comercializador por el OR o el Indicador por Defecto en caso que el OR no haya reportado adecuadamente la información

Tal como se expone más adelante en el numeral 3.6, cuando el OR no reporte adecuadamente la información de calidad al Comercializador en los formatos, términos y medios que se establezcan, o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad, FESc será igual al indicador por Defecto propuesto en el numeral 3.3.

VM_{FESc} : Valor Máximo Admisible para el Indicador FES fijado por la CREG

Cuando el OR no informe el Grupo del Circuito al cual pertenece el Usuario, el Comercializador asumirá como Valor Máximo Admisible para el Indicador FESc el correspondiente al Grupo UNO (1).

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

El valor a compensar a cada Usuario corresponderá al mayor valor entre VCD_c y VCF_c .

3.6 Procedimiento para efectuar Compensaciones y Plazos

Considerando:

- Que de conformidad con la regulación vigente, durante los años 2 y 3 del Período de Transición los indicadores DES y FES se evaluarán trimestralmente, así: 1 de enero – 31 de marzo, 1 de abril – 30 de junio, 1 de julio – 30 de septiembre y 1 de octubre – 31 de diciembre.
- Que los Operadores de Red deberán contar con el vínculo Usuario – Circuito para la totalidad de su sistema
- Que los Comercializadores, a partir de la información de calidad que les reporte el OR, deben hacer efectiva la compensación a sus Usuarios y publicar la información de calidad en las facturas del servicio
- Que tanto los OR's como los Comercializadores deben realizar reportes de la información, relacionada con la calidad del servicio y compensaciones, a los organismos de control. Aquí es importante resaltar que a la fecha, no ha sido posible que todas las empresas den cumplimiento efectivo a estas disposiciones, a pesar de que la CREG ha informado y solicitado las investigaciones respectivas a la SSPD
- Que los indicadores DES y FES por defecto se aplican en aquellos casos en que no se realice el registro de los indicadores de calidad, y cuando no se realicen los

reportes de información (a los organismos de vigilancia y control, al igual que al Usuario en la factura que se le emita por el servicio), a que están obligadas las empresas, en la oportunidad y forma que establece la regulación

Y una vez analizadas las propuestas y comentarios presentados por los agentes en este aspecto (ver anexo 2), se concluye que es necesario establecer claramente el procedimiento y los plazos en los cuales se deben realizar las actividades relacionadas con el cálculo y aplicación de las compensaciones, de tal forma que se garantice la aplicabilidad del esquema de calidad incluido en el Reglamento de Distribución.

El procedimiento que se propone, en forma breve, es el siguiente:

1. El Operador de Red registra el número de interrupciones y su duración equivalente mensualmente, y los reporta al Comercializador (se envía copia a los organismos de control y regulación). El plazo máximo para este reporte será de 15 días calendario
2. El Comercializador, a partir de la información que le reporta el OR, calcula trimestralmente las compensaciones a que tienen derecho sus usuarios, el plazo máximo para esta actividad será de 10 días calendario a partir del vencimiento del plazo para que el OR le reporte la información. El Comercializador hará efectivas las compensaciones en la siguiente factura que emita a sus usuarios como un menor valor a pagar por parte de éstos.
3. El Comercializador, en el siguiente pago por concepto de cargos por uso que realice al OR, realiza el ajuste necesario según las compensaciones efectivamente realizadas.

Complementariamente, ante el evento que la información de calidad que registren los Usuarios ó los Comercializadores, difiera de la reportada por el OR, se propone que inicialmente la compensación se realice con la información del Operador. En esta situación, el Usuario tendrá derecho a presentar reclamación correspondiente de conformidad con el Capítulo VII, Título VIII, de la Ley 142 de 1994, y en el caso del Comercializador, se deberá establecer un plazo máximo para dirimir la controversia con el OR. Resuelta la reclamación del Usuario, según las disposiciones de la Ley 142, ó vencido el plazo que se determine para dirimir la controversia entre el Comercializador y el OR, en los casos que resulte pertinente (cuando el OR no responda oportunamente o cuando se demuestre que existen valores a favor del Usuario), se deberán realizar los ajustes necesarios en la siguiente factura que se emita al Usuario, adicionando los intereses correspondientes a la tasa bancaria corriente, certificada mensualmente por la Superintendencia Bancaria, sobre el valor a ajustar.

3.7 Reporte de Información

Como complemento a las disposiciones vigentes, y según las propuestas presentadas en el numeral 3.6, en resumen, las empresas tienen la obligación de realizar los siguientes reportes de información:

- a) Mensualmente a los comercializadores, y trimestralmente a la SSPD y a la CREG, los OR's deben reportar la información de calidad de sus circuitos, necesaria para el cálculo de las compensaciones.
- b) Los OR's a la SSPD:
 - Declaración oficial de la ocurrencia de eventos que considera como fuerza mayor (declaración sobre la cual es responsable el OR). Esto solamente aplica a partir de la vigencia de la Resolución 089 de 1999
 - Indicadores de Calidad para la totalidad de los Circuitos de su STR y/o SDL
- c) Los Comercializadores a los Operadores de Red, con copia a la SSPD, la información soporte de las compensaciones realmente efectuadas a los usuarios.
- d) Los Comercializadores en las facturas del servicio, la información detallada de: Indicadores de Calidad, Valores Máximos Admisibles, Indicadores por Defecto, Compensaciones y los datos del OR al que pertenece el Usuario.

Se insiste nuevamente en que el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con el reporte de información de calidad del servicio, es uno de los puntos donde hasta la fecha, se han presentado las mayores deficiencias en el cumplimiento de las disposiciones del Reglamento de Distribución.

Por lo anterior, y para la información mencionada en los literales a), b), c) y d) anteriores, complementariamente al procedimiento para efectuar compensaciones y plazos antes expuesto, se considera pertinente que la Dirección Ejecutiva de la Comisión, mediante circular, fije los formatos y medios autorizados para el reporte de la información de calidad. Para lo anterior, se considerarán las observaciones, que sobre los medios de reporte, realizaron algunos agentes (ver anexo 2).

3.8 Caso Fortuito o Fuerza Mayor

De conformidad con la Resolución CREG 089 de 1999, para la determinación de los indicadores DES y FES se excluyen, entre otras, las interrupciones debidas a Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor. En estos casos, el OR afectado por el Evento de fuerza mayor, debe declarar oficialmente, bajo su responsabilidad, ante la SSPD la ocurrencia del mismo. Complementariamente, la norma dispone que si el OR prevé que el evento tendrá una duración superior a los

tres (3) días, a partir de su ocurrencia, deberá informar tal situación a los Usuarios antes de que transcurran dos (2) días de la ocurrencia del evento mediante publicación en un diario que circule en la zona afectada, o en su defecto, en otro medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada.

Considerando esta disposición, y el hecho que al 31 de diciembre del año 2000 habrán transcurrido 23 meses desde la ocurrencia del terremoto del 25 de enero de 1999, a partir del inicio del año 2 del Período de Transición (1 de enero de 2001) se termina la excepción vigente en materia de compensaciones por mala calidad del servicio para los municipios que se vieron afectados por dicho siniestro.

Se propone entonces que cuando se presenten eventos de estas características, las empresas se acojan a la disposición de exclusión de interrupciones originadas en eventos de fuerza mayor, que se citó anteriormente.

3.9 *Calidad de la Potencia*

En materia de calidad de la potencia son objeto de análisis lo referente a: las normas técnicas que definen los estándares de calidad de la potencia suministrada, los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada y las compensaciones a los Usuarios cuando, por incumplimiento de los estándares, se le causen perjuicios.

En el primer caso, se hace necesario precisar en el Reglamento de Distribución que cuando se establecen los estándares para: Frecuencia y Tensión, Contenido de Armónicos de las Ondas de Tensión y Corriente, Flicker, Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión, se podrán seguir las respectivas guías de la IEEE que se citan en la resolución, y no referirlas como “normas”, tal como hoy aparece en el Reglamento, pues en realidad no se constituyen en tales.

En cuanto a los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia, luego del análisis de los tiempos típicos para corregir este tipo de problemas (como es la inyección de armónicos a la red por una carga), se pudo concluir que el término de treinta (30) días vigente, en la mayoría de los casos, puede resultar insuficiente.

Por tal motivo, se considera conveniente, como mecanismo para corregir deficiencias en la calidad de la potencia causadas por un Usuario del STR y/o SDL, que una vez el OR identifique al Usuario causante del incumplimiento del estándar defina conjuntamente con éste un plazo máximo razonable para la corrección de la deficiencia, y si transcurrido dicho plazo no se efectúa la corrección pertinente, el OR deberá desconectar el equipo causante de la misma o en su defecto al Usuario.

En cuanto a las compensaciones a los Usuarios cuando se le causen perjuicios por el incumplimiento de los estándares de calidad de la potencia, es necesario insistir en el plazo en el cual se debe dar trámite a las reclamaciones, el cual, de conformidad

con la Ley 142 de 1994, es de 15 días hábiles. Dentro de éste término el OR deberá responder la reclamación del Usuario. Esta puede estar en dos vías:

- Negando la indemnización al Usuario, para lo cual se deberá adjuntar las pruebas que demuestren que los daños a los Usuarios no se debieron al incumplimiento de los estándares de potencia suministrada. De acuerdo con la Ley 142 de 1994, en estos casos el Usuario podrá interponer recurso de reposición ante la misma empresa y el de apelación ante la SSPD
- Reconociendo el perjuicio causado, en cuyo caso se deberá indicar el mecanismo a seguir para efectuar la compensación

Complementariamente, y considerando las observaciones de los agentes en este punto (ver anexo 2), se propone que:

- En caso del reconocimiento del perjuicio causado o si el OR no responde en el término establecido por la Ley¹², se entenderá que el recurso ha sido resuelto en forma favorable al Usuario, la compensación deberá hacerse efectiva dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la fecha de presentación del reclamo ante la empresa.
- La compensación corresponderá a la reparación de los equipos y/o aparatos afectados ó su reemplazo en condiciones similares. Esta actividad deberá realizarse en un término no superior a veinticinco (25) días hábiles contados a partir de la presentación del reclamo ante la empresa.

3.10 Período siguiente a la Transición

Como se mencionó al principio, el Período de Transición termina simultáneamente con el actual período tarifario de la actividad de transporte en los STR's y/o SDL's (31 de diciembre de 2002). Las reglas aplicables en el período siguiente, que el Reglamento de Distribución actualmente llama "Período Definitivo", coincidirían y estaría acorde con las disposiciones que se adopten para la remuneración de la actividad de Transmisión Regional y Distribución Local.

En consecuencia, se considera pertinente que:

- a) se haga referencia a dicho período posterior como "Período Siguiente a la Transición" en vez de "Período Definitivo" como se hace actualmente.
- b) anunciar el 31 de diciembre del año 2001 como fecha límite para que la CREG defina la regulación aplicable al Período Siguiente a la Transición en materia de calidad del servicio.

¹² Salvo que se demuestre que el suscriptor o Usuario auspició la demora, o que se requirió de la práctica de pruebas.

3.11 Tratamiento a los activos de conexión del STN

De conformidad con las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, para los años 2 y 3 del Período de Transición, se debe continuar con la disposición de Reglamento de Distribución, según la cual las interrupciones que se presenten en los Circuitos de un STR y/o SDL debidas a indisponibilidades de los activos de conexión de estos sistemas al STN, cuando éstos están incumpliendo con sus respectivas metas de calidad, deberán ser contabilizadas por los Operadores de Red en el cálculo de los indicadores de calidad del servicio DES y FES.

4 PROPUESTA

Se propone a la Comisión adoptar el Proyecto de Resolución presentado, el cual incluye el análisis a los comentarios realizados por los agentes y terceros interesados.

ANEXO 1

Proyecto de Resolución Presentado a los OR's y Terceros Interesados
para Observaciones y/o Comentarios

ANEXO 2

**Análisis de los Comentarios Relevantes Presentados por los OR's y
Terceros Interesados**

Resumen de Comentarios Presentados por los OR's y Terceros Interesados

Se recibieron comentarios y/o observaciones de los siguientes OR's y Terceros Interesados¹³:

ANDESCO
ANDI
ASOCODIS
CAQUETA
CENS
CHEC
CNO
CODENSA
EADE
EBSA
EDEQ
EEC
ELECTRICARIBE
ELECTROHUILA
ELECTROLIMA
EMSA
EPM
EPSA
ISAGEN

Los comentarios presentados por los agentes, comprenden fundamentalmente los siguientes aspectos:

1. Calidad de la Potencia
2. Indicadores DES y FES por Defecto
3. Metas para los Años 2 y 3 del Período de Transición
4. Compensaciones y Procedimiento para su Aplicación
5. Otros

A continuación se presentan los comentarios particulares presentados en cada tema, con los respectivos análisis de la Comisión.

¹³ Los oficios presentados se encuentran disponibles para consulta en el Centro de Documentación de la CREG.

1. CALIDAD DE LA POTENCIA

- a) *Establecer el período sobre el cual se determina el cumplimiento del factor de potencia*

En el tema del Factor de Potencia, en general, la Comisión considera que es necesario postergar el pronunciamiento en la materia hasta tanto se finalicen los estudios que se adelantarán, para de esta manera, abordar el tema integralmente considerando toda la cadena de prestación del servicio.

- b) *Instrumento financiero que debe constituir el OR para amparar a sus Usuarios conectados de los Niveles de Tensión II, III y IV, por daños y perjuicios. Se solicita eliminar esta obligación y, contrariamente, se solicita ampliar el cubrimiento a los Usuarios del nivel I*

Es importante resaltar que el objetivo de la disposición comentada es precisamente cubrir al OR ante el evento que se causen perjuicios a los Usuarios y sea necesario reparar estos. Considerando que el 68 % de la demanda se encuentra en el nivel de tensión I es inconveniente que el Instrumento Financiero ampare a los Usuarios de dicho nivel, pues resultaría notablemente más honeroso para el OR. Vale la pena recordar que en cualquier caso el OR es responsable por los daños y perjuicios que puedan llegar a causarse a cualquiera de sus Usuarios según las disposiciones vigentes.

- c) *Se solicita ampliar plazo para que OR corrija problemas de Calidad de Potencia , debidos a su sistema*

Se considera pertinente mantener el plazo establecido al OR para la corrección de las deficiencias en la Calidad de la Potencia, ya que como se dijo anteriormente, el OR es responsable ante los Usuarios conectados a su sistema por los daños que causen las mismas. De conformidad con la Ley, la entidad encargada de verificar el cumplimiento de estas disposiciones regulatorias es la SSPD.

- d) *El valor a reconocer a los Usuarios por daño en equipos no debe ser el valor de reposición a nuevo, sino el valor de reemplazo por un equipo de similares características*

Resulta conveniente acoger las observaciones presentadas por los OR's en el sentido que cuando se causen daños a equipos de los Usuarios, el Operador proceda a repararlos o en su defecto a reponerlos por uno equivalente. Inicialmente se propuso reconocer el valor de reposición a nuevo.

2. INDICADORES DES Y FES POR DEFECTO

a) *Debe dejarse como defecto para los años 2 y 3 el factor de 3.2 sobre la meta*

Los Indicadores por Defecto, se establecen como un mecanismo de protección a los Usuarios, ante la eventualidad de incumplimientos por parte del OR. Ahora bien, considerando que las metas de los indicadores disminuyen para los años 2 y 3 del Período de Transición, al establecerlas en función de la meta, el efecto real es que el Indicador por Defecto sería cada vez menos exigente, señal que puede llegar a incentivar a los Operadores a preferir la aplicación de estos indicadores, e incumplir sus obligaciones de registro de interrupciones y reportes.

Al respecto, se podría acoger parcialmente la solicitud de los agentes, en el sentido de que se continúe con los Indicadores por Defecto vigentes, pero como valores fijos y no como funciones de las metas de calidad.

b) *Mecanismos automáticos desconocen la existencia de un organismo de control*

Los mecanismos sugeridos buscan darle aplicación al esquema en caso de incumplimiento, y por el contrario, lo que se busca es facilitar la labor de control tanto de la SSPD como del Usuario.

3. METAS PARA LOS AÑOS 2 Y 3 DEL PERÍODO DE TRANSICIÓN

a) *Se deben dar señales de largo plazo*

El objetivo de las disposiciones en materia de calidad del servicio para el Período de Transición, es determinar los niveles de calidad implícitos en los sistemas actuales, de conformidad con la remuneración vigente. La señal de largo plazo debe estar acorde con el esquema de remuneración que se adopte para el siguiente período a la Transición, lo que implica que la señal solicitada estará disponible cuando se establezca el nuevo esquema de remuneración (a más tardar el 31 de diciembre de 2001).

b) *La transición es muy exigente comparada con otros países (particularmente se toma como referencia el caso Argentino)*

Los agentes comparan solamente las metas exigibles en Argentina en el año 4 con la exigencia en Colombia para el año 2002. Sin embargo, la comparación no es posible por lo siguiente:

- Las metas en Argentina incluyen interrupciones por generación, transmisión y distribución

- Los costos de interrupción en Argentina varían entre 1.40 US\$/kWh y 2.71 US\$/kWh según el nivel de conexión del cliente y etapa de la regulación. A su vez, el regulador en Argentina puede imponer compensaciones adicionales, tal como lo realizó en el año 1999 (del orden de los 80 millones de dólares en Buenos Aires)
- Se compara el año 4 en Argentina con el año 7 en Colombia (2002 Vs. 1995. En el caso colombiano es importante resaltar que en la práctica desde la aparición de la Ley 142 de 1994 hasta el primer año del periodo de transición-2000, no existieron exigencias explícitas). En Argentina sólo en el primer año no existen compensaciones
- Las propuestas de metas no son exigentes comparadas con otros países similares a Colombia.

c) *Las metas deben ser anuales, para considerar la estacionalidad de la calidad*

Se plantean metas trimestrales, ya que lo vigente para los años 2 y 3 del periodo de transición, son metas y compensaciones trimestrales. La disposición de evaluar los indicadores de calidad trimestralmente obedeció a acoger las solicitudes presentadas en su momento por los OR's, pues la evaluación anual llevaba a que empresas que durante un año cumplían con las exigencias de calidad al año siguiente cuando la meta se reducía entraban a incumplir automáticamente por el rezago de los indicadores. Complementariamente, las metas y evaluación trimestral de los indicadores facilitan la labor de control.

Ahora bien, considerando la estacionalidad de la calidad planteada por los OR's, resultaría viable permitir a cada Operador de Red determinar la distribución de los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores de Calidad en cada uno de los trimestres del año (1 de enero – 31 de marzo, 1 de abril – 30 de junio, 1 de julio – 30 de septiembre y 1 de octubre – 31 de diciembre), la cual, se definiría una sola vez (con anterioridad al 31 de diciembre de 2000, de no cumplirse este plazo se asumiría una distribución en partes iguales de la meta), será única por empresa, el valor para un trimestre no podrá superar el 50% de la meta anual y estará vigente durante los años 2 y 3 del Período de Transición.

d) *No se debe modificar la clasificación existente por grupos, ya que implica adecuar y desconocer los trabajos que se han realizado para cumplir con la clasificación exigida. Además, la clasificación de circuitos contribuye a prolongar los circuitos para tener metas menos exigentes. Se propone como alternativa determinar las metas para el año 2 por grupos y para el año 3 clasificando los circuitos en cortos y largos.*

La clasificación por grupos vigente busca reflejar en las metas de los indicadores de calidad del servicio las diferencias en la topología de la red que se presentan en la práctica. Como resultado de los últimos análisis realizados se concluye que la clasificación de circuitos por longitud se constituye en una mejor aproximación a la realidad física.

Sin embargo, considerando que efectivamente restan 2 años del periodo de transición, que las empresas han adecuado sus sistemas de información para la actual clasificación y a que aún no se dispone de la señal de calidad para el próximo periodo tarifario, se considera apropiado mantener la clasificación existente durante este periodo.

Ahora bien, para el cálculo de las metas debe considerarse una mejora en la gestión de los OR's acorde con la regulación vigente. Por ello, se plantea que los percentiles del año 1 disminuyan 10 puntos en cada año (ello también debido a que la información base es de 1999), utilizando como base la información reportada por los agentes para los circuitos con Relé de Recierre.

- e) *Las metas no son consistentes con las exigencias realizadas al Sistema de Transmisión Nacional –STN-*

Los esquemas no son comparables, ya que las metodologías de remuneración son diferentes (ingreso Vs. Price cap) y además las interrupciones en el STN no implican necesariamente interrupciones a los Usuarios.

- f) *Las metas de los niveles 3 y 4 son demasiado exigentes*

La definición de las metas por nivel de tensión, permite reflejar las diferencias de calidad que se presentan en la práctica en cada uno de ellos.

Sin embargo, considerando que se ha acogido la observación en el sentido de mantener la actual clasificación de circuitos por grupos, y el hecho de ue garantizar los estándares de calidad en los niveles bajos de tensión (el 82% de la demanda corresponde a los niveles 1 y 2), implica mantener adecuados estándares de calidad en los niveles superiores, se considera conveniente, para lo que resta del periodo de transición, no realizar, dentro de cada Grupo, diferenciación por niveles de tensión.

- g) *Excluir eventos programados (mantenimientos) de la contabilización de los indicadores de calidad. Adicionalmente, la ANDI solicita que se vuelvan a considerar interrupciones con duración superior a un minuto tal como inicialmente lo dispuso la Res CREG 70 de 1998.*

En las metas propuestas, tal como se realizó en el año 1, se incluyen las asociadas a eventos programados. Excluirlos podría incentivar eventos programados en forma permanente. Además, en la base de datos que se dispone, la cual ha sido de utilidad para realizar los análisis estadísticos, están contabilizados los eventos programados.

De otro lado, desde 1998 se han flexibilizado los eventos que se consideran, excluyéndose los siguientes: Interrupciones por racionamiento de emergencia o

programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN; interrupciones debidas a las indisponibilidades permitidas de los Activos de Conexión al STN; interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos; interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes; suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos; Eventos Programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión; indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor.

Sin embargo, se considera conveniente con base en la experiencia internacional y acogiendo el comentario presentado por la ANDI, que al final del Periodo de Transición (Año 3) se excluyan las interrupciones inferiores a un (1) minuto.

4. COMPENSACIONES Y PROCEDIMIENTO PARA SU APLICACIÓN

- a) *Los plazos propuestos tanto para las compensaciones en calidad del servicio, como en calidad del producto son demasiado cortos.*

Se considera factible la ampliación de los plazos propuestos para los reportes de información. Los nuevos plazos serían 20 días calendario para que el OR reporte la información al Comercializador y 10 días calendario para que el Comercializador calcule las compensaciones.

- b) *No modificar los plazos y procedimientos establecidos para el año 1*

Teniendo en cuenta que restan 2 meses para la finalización del año 1 del Periodo de Transición se acoge la propuesta de los agentes.

- c) *No se deben realizar las compensaciones inmediatamente con la información del Comercializador ó del Usuario. Se presta para malos manejos. Se debe plantear procedimiento equitativo*

La propuesta es viable, pero la misma debe complementarse con la fijación de un plazo máximo para resolver las diferencias que se presenten entre la información del OR y la información del Comercializador o Usuario. Mientras se resuelve la controversia en el plazo máximo, debe compensarse al Usuario con la información reportada por el OR. En caso que posteriormente se requiera compensar al Usuario valores adicionales se deberán reconocer intereses.

- d) *No publicar en la factura leyenda para aplicación del defecto “.... de no darse cumplimiento a lo anterior, el Usuario puede presentar la respectiva queja y recurso ante el Comercializador, situación bajo la cual, la empresa no podrá exigir al Usuario la cancelación de la factura.”; debido a que incentiva la cultura de no pago. También se sugiere que solamente se de la opción de reclamar el valor de las compensaciones del período anterior.*

Es viable que en la factura se omita la publicación de la leyenda, sin embargo, es importante precisar que la disposición corresponde a uno de los mecanismos de defensa de los Usuarios establecidos en la Ley 142 de 1994, el cual, no es posible obviar por el simple hecho que no se le informe del mismo al Usuario en la factura.

- e) *Sincronizar las exigencias de información de la factura con la Resolución 58/00*

Las exigencias en la Res. 58/00 son generales relacionadas con el tema de calidad. La disposición es razonable y alcanzable por las empresas, pues no implica cambios significativos.

- f) *No debe discriminarse por tipo de Usuario el costo de interrupción, ya que los Usuarios pagan tarifas iguales. Adicionalmente, el costo no debe superar la tarifa que paga el Usuario. En sentido contrario, la ANDI manifiesta que los costos de interrupción propuestos son bajos*

El costo de interrupción refleja la disposición a pagar de los Usuarios, la cual varía según el tipo de Usuario. Es importante recordar que los Cargos por Uso de STR y/o SDL vigentes llevan implícito un subsidio cruzado entre Usuarios (básicamente urbano y rural), y entre tipos de Usuarios en función del consumo.

A pesar de lo anterior, considerando que de conformidad con la normatividad vigente el Usuario tiene derecho a reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, no cubiertos por la compensación, para el Período de Transición se considera viable la adopción de un costo de interrupción único, el cual, considerándolo como la mejor estimación disponible del costo de interrupción mínimo, debería corresponder al Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento definido por la UPME.

De otro lado, los costos propuestos en todos los casos son mucho más bajos que los establecidos en Argentina (Ejemplo tomado por los agentes- Entre 1.40 y 2.71 dólares), Bolivia (4 veces la tarifa en transición y 7 veces en período definitivo) y los propuestos en el estudio de calidad del servicio realizado recientemente¹⁴ los cuales se presentan a continuación.

¹⁴ "Asesoría para el Desarrollo Regulatorio de la Calidad del Servicio para el Sector Eléctrico Colombiano", adelantado por la firma CHRISTENSEN ASSOCIATES en conjunto con las firmas CONSULTORES UNIDOS y ECONOMETRIA

Factores para obtener la Tasa de Compensación (CR)

Factores R	Valor Recomendado	Rango de valores recomendados
Residencial (rural)	15	5 a 50
Residencial (urbana)	25	10 a 100
Comercial	75	25 a 200
Industrial	115	50 a 200

g) No se debe compensar simultáneamente por DES y FES

Una de las conclusiones del Estudio de Calidad es que al determinar las Compensaciones a los usuarios utilizando el Costo de Interrupción real que experimentan los mismos, si se incumplen simultáneamente el indicador DESc y el FESc, se podría llegar a compensar doblemente al usuario.

Teniendo en cuenta que se propone utilizar como Costo de Interrupción el Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento definido por la UPME, y que los indicadores DESc y FESc se relacionan entre sí, puede acogerse la observación de los agentes y permitir, para lo que resta del Período de Transición, que se compense a los usuarios solamente por el mayor valor entre la Compensación por incumplimiento del Indicador DESc y la Compensación por incumplimiento del Indicador FESc.

h) Compensaciones usuarios en mora. Se debe compensar solamente a Usuarios que se encuentren a paz y salvo; y utilizar las compensaciones en estos casos para mejorar la calidad. La Distribución de estas compensaciones entre los usuarios que están a Paz y Salvo es bastante dispendiosa, y podría generar facturas de valor negativo.

En relación con esta observación, es necesario precisar que el Operador de Red se remunera a través de los Cargos por Uso de su sistema, que le ha fijado la CREG, y que pagan los usuarios del servicio conectados al mismo. De esta forma, el Operador de Red recibe su remuneración independientemente de si los usuarios están al día o no con el Comercializador, y éste precisamente, es responsable ante el OR por el pago de dichos Cargos.

Considerando lo anterior junto con los comentarios presentados, se considera apropiado que las Compensaciones se hagan efectivas a la totalidad de usuarios, como un menor valor a pagar en la factura. En todo caso, tal como lo dispone la regulación vigente, para el cálculo de los indicadores de calidad no se contabilizan las suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos.

- i) *Existen inconvenientes en usar costos de interrupción por tipo de Usuario, cuando existen OR's en cadena (serie).*

Es válida la observación, pero teniendo en cuenta que se ha aceptado la solicitud de establecer un Costo de Interrupción único, el inconveniente citado desaparece.

5. OTROS

- a) *La propuesta afecta en forma grave la viabilidad financiera de las empresas*

Si bien, la anterior afirmación no es debidamente soportada por los operadores de red es necesario recordar que Ley 142 de 1994, Artículo 126, prevé: *"Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los Usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.*

Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas."

- b) *Las empresas del Estado no han realizado inversiones en calidad desde hace muchos años, debido a la no disponibilidad de recursos, al aplazamiento de esquemas de capitalización y privatización por parte del gobierno y al no giro de subsidios.*

La regulación se establece con independencia de la propiedad (pública, privada, mixta, etc). No existe trato diferencial por este concepto. Además, el esquema de remuneración y cargos es igual para todas las empresas.

- c) *Realizar trabajo conjunto con las empresas, con el ánimo de contribuir de manera pro-activa al análisis y a la determinación del esquema de calidad. inestabilidad en las reglas de juego. No obstante Isagen manifiesta que se han realizado mejoras significativas y aplaude el esfuerzo de la Creg*

Desde hace aproximadamente 5 años se ha venido analizando con las empresas el Reglamento de Distribución, el cual incluye el esquema de calidad. En 1998, después de considerar los comentarios y propuestas de las empresas, se adoptó el esquema de calidad y se definieron las actividades a ejecutar hasta finales del actual período tarifario. A pesar de lo anterior, posteriormente se han realizado

modificaciones al reglamento, tendientes en su mayoría a flexibilizar las exigencias planteadas en la regulación.

Adicionalmente, desde 1998, tal como se había acordado con las empresas y se había establecido regulatoriamente a través de la Resolución 70/98, se inició el proceso de contratación de un estudio integral en el tema de calidad para definir los aspectos restantes del período de transición, cuyos términos de referencia fueron analizados con las empresas y en su desarrollo éstas participaron activamente.

Durante la realización del estudio se puso a disposición de los agentes y terceros interesados los informes de avance para observaciones, con el fin de retroalimentar al consultor en la realización del estudio. Incluso, previo a la presentación a los agentes y terceros interesados del informe final del estudio, se puso a disposición de ellos en la página de internet de la CREG durante un mes, el informe definitivo.

Por lo anterior, no es adecuado acoger la observación de las empresas.

- d) Se debe alternativamente permitir el envío de los reportes de información en cd's, diskettes, etc*

Si bien en la resolución sometida a consideración a los OR's no contiene disposiciones en este tema el comentario será tenido en cuenta cuando la CREG determine los formatos y medios para el reporte de información.