

**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL**

**INFORME FINAL
CIER 06
SINTESIS**



**INDICADORES DE CALIDAD DE
SERVICIOS EN EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

(Informe Completo 2017 con datos del año 2016)

Grupo de Trabajo Proyecto CIER 06

EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER	4
1. PRESENTACIÓN.....	5
Agradecimientos	6
1. Introducción	7
2. Objetivo.....	8
En ese sentido nos parece que la definición de los mismos es lo suficientemente clara y robusta por lo cual debemos profundizar en su aplicación, desglose y asignación a los objetos o activos, procesos posibles de gestionar	
3. Empresas participantes (25)	8
3.1 Empresas de ABRADDEE consideradas para complementar el informe (62) BRASIL	10
3.2 Otras empresas consideradas para complementar el informe (13)	13
4. Definición de indicadores	14
4.1 Indicadores representativos de la calidad del servicio.....	14
4.1.1 Terminología.....	14
4.1.2 Periodo de control.....	16
4.1.3 Información de magnitud de la empresa.....	16
4.1.4 Indicadores gerenciales.....	16
4.2 Indicadores Comerciales	23
4.2.1 Indicador de calidad de atención – Tiempo medio de conexión en BT.....	23
4.2.2 Indicador de calidad de facturación.....	23
5. Gráficos de resultados.....	24
Gráfico 1: Extensión de red de MT por cliente – (metros de red de MT/cliente)	24
Gráfico 2: Extensión de red de MT más BT por cliente – (metros de red de MT+BT/cliente)	25
Gráfico 3: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) Total de incidencias	26
Gráfico 4: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) Total de incidencias por mt de red MT/cliente	27
Gráfico 5: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc horas) Total de incidencias	28
Gráfico 6: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc horas) Total de incidencias ordenado por mt de red MT/cliente.....	29
Gráfico 7: Duración media de las interrupciones – cliente (Dc horas) Total de incidencias.....	30
Gráfico 8: Duración media de las interrupciones – cliente (Dc horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente.....	31
Gráfico 9: Dc forzado - promedio por país	32
Gráfico 10: Duración media de reposición (DMR horas) Total de incidencias	33
Gráfico 11: Duración media de reposición (DMR horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente	34
Gráfico 12: Frecuencia media de interrupción por potencia (Fs) Total de incidencias.....	35
Gráfico 13: Frecuencia media de interrupción por potencia (Fs) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente	36
Gráfico 14: Tiempo total de interrupción por potencia (Ts horas) Total de incidencias.....	37
Gráfico 15: Tiempo total de interrupción por potencia (Ts horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente	38
Gráfico 16: Duración media de las interrupciones-potencia (Ds horas) Total de incidencias	39
Gráfico 17: Duración media de las interrupciones-potencia (Ds horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente.....	40
Gráfico 18: Tiempo medio de conexión en BT (días)	41
Gráfico 19: Tiempo medio de conexión en BT ordenado por mt de red de MT / cliente	42
Gráfico 20: Porcentaje de pérdidas totales por empresa.....	43
Gráfico 21: Porcentaje de pérdidas no técnicas por empresa	44
6. Comentarios de ayuda al uso de los resultados	45
Indicador Fc y Fs Frecuencia Media de Interrupción	46
Indicador Dc y Ds Duración Media de las Interrupciones.....	49
Indicador Tc y Ts Tiempo Total de Interrupción.....	49
Anexo.	50
. Informaciones relativas a dimensiones y características de las empresas	50

Datos de redes de las empresas	50
PLANILLA 1: Dimensión de las empresas	51
PLANILLA 2: Dimensión de las empresas (continuación)	52
PLANILLA 3: Composición del mercado.....	53
PLANILLA 4: Composición del mercado (continuación)	54
Informaciones relativas a los indicadores de las empresas.....	55
PLANILLA 5: Frecuencia por cliente.....	56
PLANILLA 6: Frecuencia por cliente (continuación)	57
PLANILLA 7: Frecuencia por cliente (continuación)	58
PLANILLA 8: Frecuencia por cliente (continuación)	59
PLANILLA 9: Duración por cliente	60
PLANILLA 10: Duración por cliente (continuación).....	61
PLANILLA 11: Duración por cliente (continuación).....	62
PLANILLA 12: Duración por cliente (continuación).....	63
PLANILLA 13: Duración media por cliente	64
PLANILLA 14: Duración media por cliente (continuación).....	65
PLANILLA 15: Duración media por cliente (continuación).....	66
PLANILLA 16: Duración media por cliente (continuación).....	67
PLANILLA 17: Duración media reposición.....	68
PLANILLA 18: Indicadores por potencia	69
PLANILLA 19: Indicadores por potencia (continuación)	70
PLANILLA 20: Indicadores por potencia (continuación)	71
PLANILLA 21: IKR	72
PLANILLA 22: Tiempo medio de conexión en BT e Indicador de calidad de facturación	73
PLANILLA 23: Pérdidas.....	74
PLANILLA 24: Pérdidas (continuación)	75
PLANILLA 25: NIEPI, TIEPI.....	76



EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

CIER - Comisión de Integración Energética Regional -

Es una organización de carácter internacional y regional, fundada en 1964 que posee el reconocimiento de los gobiernos de los países que la componen, de duración ilimitada y sin fines de lucro.

Reúne a empresas y organismos del sector energético de los Países Miembros, así como también a los Miembros Asociados y Entidades Vinculadas al área.

La sede internacional de la CIER está ubicada en Montevideo, Uruguay. Cada país miembro se encuentra representado por un Comité Nacional y en Centroamérica - El Caribe - por un Comité Regional.

Misión

Promover e impulsar la integración del Sector Energético Regional con énfasis en la interconexión de los sistemas eléctricos y los intercambios comerciales, la cooperación mutua entre sus asociados, la gestión del conocimiento y la promoción de negocios sustentables.

Valores

Cooperación Solidaria, Compromiso, Pluralidad, Trabajo Colaborativo, Confianza y Confiabilidad.

La CIER atiende las necesidades del sector y de sus Miembros a través de una organización estructurada por Áreas Típicas (Generación, Trasmisión y Distribución Áreas Corporativas) y Plataformas de Conocimiento (temas específicos transversales)

Es un organismo con presencia internacional, reconocido por las organizaciones de tipo similar ARPEL, ABRADEE, OLADE, CEPAL, WEC, OEA, , entidades financieras multilaterales BID CAF, con socios estratégicos de la región y fuera de ella ENRCLUB CIRCE IEA CIGRE (ver home CIER)

La Comisión está estructurada en base a Comités Nacionales que representan a la organización en sus respectivos países más un Comité Regional de Centroamérica y el Caribe

1. PRESENTACIÓN

Este informe de resultados, fue preparado por el Grupo de Trabajo Proyecto CIER 06 con base en los indicadores definidos en el proyecto con aportes de empresas asociadas, organizaciones colaboradoras e información relevada de páginas de internet por la propia CER .

La información fue analizada y editada por :

Ing. Juan José Carrasco

Ing Ignacio Rodriguez

Grupo de trabajo que se adjunta y figura en los agradecimientos precedentes

Las empresas que enviaron las planillas con a información han actuado, así mismo, como grupo coordinador y revisor del presente trabajo

En el 2017 se han presentado al proyecto 22 empresas, asociadas a CIER, y se ha completado la información con 62 empresas de Brasil, 12 de Perú y una de Argentina que suman un total de 98 empresas de la región, las cuales distribuyen energía a 103, 5 millones de clientes y poseen 3,9 millones de kilómetros de redes de distribución

La información aportada por las empresas mencionadas fue revisada y homogeneizada a efectos de evitar errores de formato, unidades y/o involuntarios al momento de llenar las planillas.

Como ya se mencionó se ha completado el informe con datos de empresas brasileñas, en general nucleadas en ABRADDEE (Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica), empresas peruanas y una empresa argentina que si bien no participaron (no enviaron planilla de información) de este proyecto consideramos mejorar el informe. Los datos, de estas, fueron extraídos del sitio web de ANEEL, aportes de ABRADDEE, de Osinerming o páginas web.

Todos los datos son de carácter público.

Asimismo, se vuelven a incluir la definición y los valores de España correspondientes a los indicadores TIEPI y NIEPI, que coinciden (prácticamente) con la definición de los indicadores Ts y Fs de CIER, para distintos tipos de zonas tipificadas en la normativa española: Urbana, Semiurbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa. Los mismos son publicados por el Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital

En cuanto a informaciones adicionales se recomienda la lectura de: Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply del Council of European Energy Regulators.

<http://www.ceer-eu.org/>. Esta organización viene realizando publicaciones a nivel europeo en forma sistemática **6TH CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY 2016**

Próximamente se publicará un trabajo conjunto de BID CIER, “ **Calidad y Confiabilidad de los Servicios Eléctricos en America Latina**”



Agradecimientos

Agradecemos a todos los profesionales de las empresas participantes que generosamente nos han enviado la información para la confección del presente informe y a los cuales hemos compartido informes preliminares para su consideración. Sin su colaboración hubiera sido imposible su desarrollo.

Rodolfo Muñoz
Numa Jimenez
Sebastián Marcoaldi
Carlos Figueroa
Ernesto San Miguel
David Atahuichi Torrez
Edwin Roberto Calva Riofrio
Alicia Maria Jaramillo Febres
Fredy Gamboa Arenas
Pedro Alberto Malsenido Soruco
Jorge Mario Mijangos Rivas
Carolina Alexandra Quintero Gil
Mauricio Montoya Bozzi
Javier Guevara Londoño
Nilton Cesar Tangarife Ramirez
Amada Amelia Carranza de Lopez
Carlos Quiros Calderón
Pedro Pacanchique
Misael Cano Montaña
Josué Solorzano Polanco
Luis Cataldo
Alejandro Pardo
Gustavo Jara Alvarado
Patricio Solis Solis
Jorge Vergara
Miguel Arévalo Merchán
Carlos Fonseca Arce

1. Introducción

En un principio las propias empresas han desarrollado sus indicadores de calidad, autorregulándose, asimismo en algunos países en los cuales las instituciones de gobierno instituyeron normas como en el caso de Brasil la Portaria N° 046 de abril de 1978 de la DNAEE u otros .

A partir de fines de los años 80 del siglo pasado se produjeron un sin número de cambios en el Sector Electrico; la separación de roles , amplias privatizaciones, desverticalización de empresas así como la creación de entes reguladores de la actividades del sector electrico.

Se puso énfasis en la modificación del régimen económico de las mismas, buscando la eficiencia y asegurando una calidad del servicio mínima. En particular sobre este último punto se establecieron obligaciones que se incluyeron en reglamentos de calidad del servicio con sanciones económica por la no calidad en caso de incumplimiento.

Frente a esta nueva realidad las empresas han incorporado el tema en forma prioritaria en su gestión. Dado que, de no alcanzar ciertos niveles mínimos de calidad las mismas deben compensar a los clientes o afrontar multas. Dichos pagos actúan como sanciones económicas que buscan dar señales que incentiven la inversión y la buena gestión de los procesos de explotación, desarrollo de infraestructuras y comercialización. En caso de que las empresas no sigan dichas señales se produce un impacto en el resultado financiero en primera instancia y en casos más graves cabe la posibilidad de pérdida de la propia concesión.

En este escenario el uso de los indicadores de calidad dentro del conjunto de indicadores gerenciales es un importante instrumento para el manejo de la Empresa. Su análisis, desglose y asociación a los objetos y procesos de gestión es muy importante en la sostenibilidad de la mismas

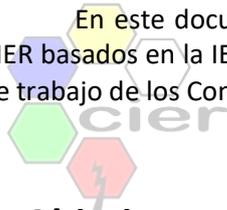
En la actualidad casi todos los países latinoamericanos usan indicadores de calidad del servicio similares. A pesar de que siguen existiendo variantes en cuanto algunos aspectos como la duración mínima del corte para llamarlo permanente (1, 3, 5 minutos), la inclusión de ciertos niveles de tensión, la consideración de los cortes programados, la consideración los eventos de fuerza mayor, etc.

De igual forma la lógica para definir límites de calidad mínima por los reguladores y el valor de los costos de la no calidad (bonificaciones, penalizaciones, etc.) y los ámbitos de control (zonas geográficas, áreas tipos de distribución, circuitos de media tensión), periodos de control, etc.

A pesar del tiempo transcurrido, consideramos que ha faltado visión regional, debiendo esforzarnos en la normalización y homologación de los indicadores a nivel regional a efectos de poder lograr un universo de datos que puedan dar lugar a comparaciones o benchmarking que arrojen luz sobre las relaciones causa efecto, las mejores prácticas regulatorias y empresariales para mejorar la calidad del servicio a los usuarios de la energía eléctrica con la mayor eficacia y eficiencia posible.

También debemos ser realistas, en cuanto a que los esquemas una vez implantados son difíciles de modificar dado que forman parte de las condiciones contractuales de las concesiones y estas deben ser estables en el tiempo.

En este documento se presentan los resultados de calidad del Sistema de Estadística CIER basados en la IEEE 1366 los cuales no difiere de los indicadores manejados por los grupos de trabajo de los Comités de Distribución de fines de los 80.



2. Objetivo

El objetivo de esta propuesta poseer base de datos de indicadores, homogéneos, que permita medir la gestión de las empresas en cuanto a calidad del servicio. A partir de tomar los indicadores de calidad como indicadores de resultado de un cuadro de mando realizar las comparaciones que permitan detectar las mejores prácticas y las relaciones causa efecto con los inductores que miden las mismas.

Sabemos que al mostrar comparaciones existe la tentación y el temor de que se use para determinar la mejor o peor empresa en un análisis simplista y apresurado. Quienes tengan experiencia en Distribución, de energía, saben que la lectura no es lineal.

Como muestra de ello se pueden mencionar los estudios a ANEEL y los aportes asociados en las consultas de distinguidos profesionales en la fijación de límites, definición de conjuntos y senda para alcanzarlos.

Este es un informe para ser usado como un insumo de los procesos de mejora continua de las empresas pero que debe ser profundizado por los propios usuarios del mismo.

Por otra parte, este informe muestra valores anuales, pero no hace un seguimiento de las empresas durante un periodo. Información que sería difícil de mostrar pero que es muy importante para un Distribuidor dado que los valores “instantáneos” pueden ser afectados por situaciones climáticas o condiciones particulares que generan distorsiones o perturbaciones en sus valores.

Asimismo, debemos destacar que para que los indicadores sean útiles a la hora de medir el desempeño del sistema los mismos deben

- Obtenerse fácilmente a partir de los datos de la operación del sistema.
- Comportarse en forma consistente y previsible ante las diferentes alteraciones a que están sujetas a las variaciones del sistema.
- Obtenerlos en diferentes niveles de agregación. Esto es en términos locales, regionales, globales, por nivel de tensión, por instalación, por circuitos, por tipo de falla, periodo, etc.
Atender las necesidades de empresas con características (tamaño, estructura de la red, tecnologías, densidad de clientes, mercados, características geográficas) y normativas regulatorias distintas
- Usarse normalmente para la toma de decisiones de carácter gerencial por lo cual deben estar incluidos en todos los cuadros de mando como indicadores de resultado de la gestión.
- Atender las necesidades de los clientes y de los órganos reguladores en cuanto a los términos de cuantificación del desempeño del sistema.

En ese sentido nos parece que la definición de los mismos es lo suficientemente clara y robusta por lo cual debemos profundizar en su aplicación, desglose y asignación a los objetos o activos, procesos posibles de gestionar

3. Empresas participantes (25)

AES EL SALVADOR

AES

COMPAÑÍA DE LUZ ELÉCTRICA DE SAN SALVADOR

CAESS

COMPAÑÍA DE LUZ ELÉCTRICA DE SANTA ANA

CLESA

CODENSA S.A. ESP

CODENSA

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.

CNFL

COOPESANTOS, R.L.

CPESTOS

COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACION R.L.

CRE

DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR S.A. DE C.V.

DELSUR

DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S. A.

DEOCSA

DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S. A.

DEORSA

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE USULUTAN

DEUSEM

EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDO S.A. E.S.P.

EDEQ

EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.

EEGSA

EMPRESA ELECTRICA DE ORIENTE

EEO

EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA

EEP

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

EEQ

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.

EERCS

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.

EERSSA

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA COCHABAMBA

ELFEC

ENERGIA DE ENTRE RIOS SOCIEDAD ANONIMA

ENERSA

EMPRESA PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.

EPM

ELECTRO DUNAS S.A.A.

ESM

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.

ESSA

JUNTA ADMINISTRATIVA DEL SERVICIO ELECTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO

JASEC

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS

UTE

3.1 Empresas de ABRADÉE consideradas para complementar el informe (62) BRASIL



AES – ELETROPAULO	AES-ELETROPAULO
AMAZONAS ENERGIA	AME
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A	AMPLA
CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A	ELETROCAR
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S/A	CELESC
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A	CELPA
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	ELECTROACRE
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	CEA
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	COELBA
COMPANHIA ENERGÉTICA RORAIMA	CERR
COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	CEAL
COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA	CEB
COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS S/A	CELG
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS	CEMIG
COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	CELPE
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	COELCE
COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	CEMAR
COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	CEPISA
COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA	CEEE
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE	CFLO
COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	CLFM (MOCOCA)
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	CNEE (NACIONAL)
COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	COCEL
COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	CHESP
COMPANHIA ENERGÉTICA DA BORBOREMA	EBO (CELB)
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	COSERN



COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	CPFL-LESTE PAULISTA
COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA CPFL-LESTE	CPEE
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ JAGUARI	CJE (JAGUARI)
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	CPFL-PAULISTA
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ PIRATININGA	CPFL-PIRATININGA
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ SANTA CRUZ	CPFL-SANTA CRUZ
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	CPFL-SUL PAULISTA
COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	SULGIPE
COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	COPEL
COOPERATIVA ALIANÇA	COOPER ALIANÇA
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	DEMEI
DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A	AES-SUL
DME DISTRIBUIÇÃO POÇOS DE CALDAS	DMED
ELEKTRO ELETRICIDADES E SERVIÇOS S/A.	ELEKTRO
ELETROBRAS RO-CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S/A	CERON
ELETROBRAS RR - BOA VISTA ENERGIA S/A	BOAVISTA
EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA	EEVP
EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S/A	EEB (BRAGANTINA)
EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE S/A	ENERGISA SE
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA.	EFLJC (JOÃO CESA)
EMPRESA DE FORÇA E LUZ SANTA MARIA	EFLSM
EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA	EFLUL
ENERGISA MG- COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUAZES LEOPOLDINA	EMG (CATLEO)
ENERGISA MS- MATO GROSSO DO SUL	EMS
ENERGISA MT- MATO GROSSO	EMT
ENERGISA TO- TOCANTINS	ETO
ENERGISA NF- COMPANHIA DE ELETRICIDADE NOVA FRIBURGO	ENF (CENF)
ENERGISA PB - SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA	EPB (SAELPA)

ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.

HIDROELÉTRICA PANAMBI S/A

IGUAÇU ENERGIA LTDA.

LIGHT ENERGIA S.A.

MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.

RIO GRANDE ENERGIA S/A

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S/A (ANTIGUA CAIUA)

USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.

ESCELSA

FORCEL

HIDROPAN

IENERGIA

LIGHT

MUX-ENERGIA

RGE

REDE(CAIUÁ)

UHENPAL



3.2 Otras empresas consideradas para complementar el informe (13)

Información recabada de páginas web de reguladores y de las propias empresas

EDELNOR	EDN
ELECTRO NOR OESTE	ENO
ELECTRO ORIENTE	EOR
ELECTRO PUNO	EPU
ELECTRO SUR ESTE	ESE
ELECTRO UCAYALI	EUC
ELECTROCENTRO	ELC
ELECTRONORTE	ELN
ELECTROSUR	ELS
EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE S.A.	EDENOR
HIDRANDINA	HID
LUZ DEL SUR	LDS
SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE	SEA

4. Definición de indicadores

4.1 Indicadores representativos de la calidad del servicio

Para medir la continuidad del servicio prestado por la empresa a sus consumidores, serán adoptados índices que se basan en las interrupciones de suministro ocurridas en su sistema de distribución.

Estos indicadores apuntan a medir la calidad del servicio en cuanto a continuidad.

Se dividen en indicadores de magnitud de la empresa e indicadores gerenciales.

Los indicadores gerenciales permiten desde la órbita de la empresa evaluar la gestión, llegando a influir en su desempeño en cuanto a calidad y productividad.

Los indicadores de magnitud de la empresa permiten definir criterios válidos de comparación de empresas basados en la estructura y tipo de área de concesión.

4.1.1 Terminología

Algunos términos y conceptos tienen especial importancia en el análisis y estudios de estadísticas de fallas en sistemas de distribución, mereciendo por lo tanto algunas consideraciones al respecto:

- a) COMPONENTE: Es la parte de un equipamiento o sistema que es visto como una única entidad, para fines de informe, análisis y previsión de desconexiones.
- b) DEFECTO: Es todo mal funcionamiento de un equipamiento, pero que no llega a causar su indisponibilidad.
- c) INDISPONIBILIDAD: Es la descripción del estado de un componente cuando éste no está disponible para desempeñar su función, debido a algún evento asociado con aquel componente.
- d) FALLA: Es el cese de la capacidad de un componente para desempeñar las funciones requeridas.
- e) INTERRUPCIÓN: Es la pérdida de servicio para uno o más consumidores, y es el resultado de una o más indisponibilidades de componentes, dependiendo de la configuración del sistema.
- f) SISTEMA: Es un grupo de componentes conectados o asociados en una determinada configuración, para desempeñar una función específica.

Clasificación de las interrupciones a efectos de calidad de servicio.

Interrupciones consideradas

Para el cálculo de los índices, deberán considerarse todas las interrupciones del sistema de duración igual o superior a 3 (tres) minutos (interrupciones permanentes, no teniendo en cuenta los ciclos de reconexión automática), cualquiera que sea el origen de ellas (inclusive las originadas en los sistemas de transmisión, generación o interconectados, es decir de origen externo).

En caso de que el tiempo utilizado en su país sea diferente al indicado mencionarlo en la planilla respectiva

Solamente no serán consideradas las interrupciones:

- 1) de los clientes, provocadas por la operación de sus propios equipos de protección o de fallas en sus instalaciones, siempre que tales interrupciones no afecten a otros clientes.
- 2) debido a situaciones climáticas o ambientales que alcancen carácter de catástrofe, tales como tifón, terremoto, inundaciones, huracán y otros (Fuerza Mayor).

Clasificación según tensiones.

AT - Alta Tensión. Para tensiones superiores o iguales a 60kV.

M.T. - Media Tensión. Para las tensiones menores a 60 kV. y mayores de 1 kV. usadas en Distribución: Alimentación a Centros de Transformación con distribución en baja tensión y suministro a los clientes en estas tensiones.

B.T. - Baja Tensión. Para las tensiones iguales o inferiores a 1 kV.

Clasificación de las interrupciones según su causa.

Las interrupciones se clasificarán en programadas y forzadas

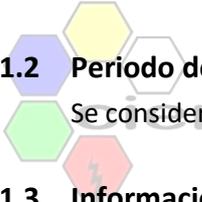
PROGRAMADAS: son aquellas interrupciones que resultan de retirar deliberadamente del servicio un componente, por un tiempo preestablecido, normalmente con fines de construcción o mantenimiento. Los clientes afectados son, en general, previamente avisados.

FORZADAS: son todas aquellas interrupciones que no se encuadran en la definición de programadas.

HORA DE COMIENZO

La hora de comienzo de una interrupción programada es la correspondiente a la primera desconexión que produce una interrupción de servicio.

La hora de comienzo de una interrupción forzada es la del primer aviso de un cliente afectado o la proporcionada por el sistema SCADA o equivalente cuando éste exista.}



4.1.2 Periodo de control

Se considera un lapso de un año.

4.1.3 Información de magnitud de la empresa

La información de magnitud de la empresa considerada son los siguientes:

- a) Cantidad de clientes (urbano, rural)
- b) km. de redes aéreas y subterráneas (AT, MT y BT)
- c) Demanda máxima pico (MW)
- d) Área geográfica de concesión (km²)
- e) Composición de mercado: porcentaje de clientes residenciales, comerciales, industriales, otros.
- f) Consumo anual por consumidor (kWh/cliente)
- g) Población

4.1.4 Indicadores gerenciales

Los Indicadores Gerenciales se pueden visualizar:

1-Desde el punto de vista del consumidor.

En este enfoque los consumidores no son diferenciados, y son tratados en forma idéntica para evaluar los índices de continuidad de suministro siguientes:

- Frecuencia Media de Interrupción por Cliente.
- Tiempo Total de Interrupción por Consumidor.
- Duración Media de las Interrupciones.

A los que agregamos:

- Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención.

En este esquema todos los clientes pesan por igual sin importar su potencia contratada o energía consumida. Por lo tanto, esta visión debe ser complementada con un análisis de los clientes especiales ya sea porque son servicios críticos en cuanto a su dependencia de la electricidad o por su nivel de consumo.

A efectos de poder calcularlos se requiere la relación cliente red.



2- Desde el punto de vista del sistema.

En este caso, se considera la magnitud relativa de los consumidores, y por lo tanto, los índices de continuidad permiten evaluar con mayor grado de precisión el efecto sobre la potencia interrumpida y el efecto económico de las interrupciones.

En general se aproxima dicha potencia interrumpida por los KVA instalados en transformadores de MT/BT.

Debemos observar que en estos indicadores las incidencias cuyo origen están en las instalaciones BT no son contabilizadas.

Los indicadores de continuidad del suministro son:

- Frecuencia Media de Interrupción del Sistema.
- Tiempo Total de Interrupción del Sistema.
- Duración Media de las Interrupciones.

Si bien estos indicadores ya se encontraban definidos en los años 80 en los manuales CIER con la llegada de la regulación en distintos países se implementaron variantes como FMIK o TTIK, TIEPI etc.

Asimismo, agregamos pérdidas que es un indicador más de eficiencia que de calidad pero resulta de importancia sobre todo en América Latina:

- Índice de pérdidas en redes de distribución y comercial.

3- Bajo el punto de vista de los componentes.

En este enfoque se evalúa la confiabilidad de los componentes de la red a través del siguiente indicador:

- Interrupciones cada 100 Km. o elementos de red (según corresponda).

Este aspecto es uno sobre los cuales más ha costado relevar información a lo largo del tiempo publicación del CIER 06.

A las empresas les cuesta tener una buena base de datos sobre los mismos. Eso muestra cierta deficiencia al momento de registrar las incidencias y sus causas.

En este informe hemos decidido retirarlos porque además de que pocos llenaron las planillas surgen algunas inconsistencias de los datos relevados.

4- Recomendación para el uso de los datos

A efectos de realizar las comparaciones sugerimos:

- 1- Analizar los valores ordenados de menor a mayor
- 2- Analizar los valores ordenados de acuerdo de densidades de metros de red de MT o BT por clientes
- 3- Buscar las características de empresas similares
- 4- Participar de los Webinar de las propias empresas participantes
- 5- Buscar el intercambio de mejores prácticas de empresas participantes. Para lo cual CIER ofrece su colaboración



Desde el punto de vista del consumidor

El efecto que producen las interrupciones del suministro sobre los consumidores está relacionado principalmente con la frecuencia de las interrupciones y por su duración individual y acumulada.

Para los indicadores definidos en a), b), c) y d) se podrá realizar una desagregación de acuerdo con la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas. De igual forma se pueden calcular indicadores propios a un conjunto de instalaciones o mercado y el aporte de estas a la totalidad

a) Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (F_c).

Es el número de interrupciones que afectaron al consumidor medio del sistema en análisis, durante el período de control considerado.

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i)}{C_s}$$

donde:

$C_a(i)$: Número de consumidores afectados en la interrupción (i).

C_s : Número total de consumidores del sistema en análisis en el momento actual.

(i) : Nº de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (T_c).

Es el período de tiempo total que el consumidor medio del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en el período de control considerado.

$$T_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \cdot t(i)}{C_s} \text{ (horas)}$$

donde:

$t(i)$: Tiempo de duración de la interrupción (i).



c) Duración Media de las Interrupciones (Dc).

Es el período de tiempo que el consumidor medio afectado por la interrupción queda privado de suministro de energía eléctrica. Dicho indicador mide la rapidez media en reponer el servicio interrumpido

$$D_c = \frac{T_c}{F_c} = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n C_a(i)} \text{ (horas)}$$

donde los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) Duración media de reposición o Tiempo medio de atención.

Es la media aritmética de los intervalos de tiempo comprendidos entre la hora de recibida la reclamación del cliente hasta la hora de la completa normalización del servicio de energía.

$$DMR \text{ o } TMA = \frac{\sum_{i=1}^n t(i)}{n}$$

donde:

t(i) : Tiempo de duración de la interrupción (i).

n : Número de interrupciones ocurridas en la red considerada incluyendo interrupciones que afecten a un único consumidor.

Desde el punto de vista del sistema

Para los indicadores definidos en a), b), c) y d) se podrá realizar una desagregación de acuerdo con la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas. De igual forma se pueden calcular indicadores propios a un conjunto de instalaciones o mercado y el aporte de estas a la totalidad

a) Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (F_s).

Representa el número de interrupciones que afectaron a la potencia media instalada del sistema en análisis durante el período de control considerado.

$$F_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i)}{P_s}$$

donde:

$P_a(i)$: Son los KVA instalados en transformadores de distribución afectados por la interrupción (i).

P_s : Es el total de KVA instalados en transformadores de distribución del sistema en análisis en el momento actual.

(i) : Nº de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Tiempo Total de Interrupción del Sistema (T_s):

Representa el tiempo equivalente en el cual toda la potencia del sistema en estudio se vio interrumpida durante el período considerado.

$$T_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i) \cdot t(i)}{P_s} \text{ (horas)}$$

donde:

$t(i)$: Es el tiempo de duración de la interrupción (i) en horas.

c) Duración Media de las Interrupciones (Ds) :

Representa la duración media de las interrupciones del sistema en estudio durante el período de control considerado.

$$D_s = \frac{T_s}{F_s} = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n P_a(i)} \text{ (horas)}$$

donde los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) Índice de pérdidas en redes de distribución y comercial.

El indicador de Pérdidas de energía es una relación entre la suma de energías generadas y compradas menos la vendida y la suma de energías generada y comprada.

$$P(\%) = \frac{\text{En. ingresada} - \text{En. salida}}{\text{En. ingresada}} \times 100$$

Dónde:

En. ingresada = (Eg + Ea + Ec)

En. salida = (Ev + Es)

Con:

Eg = energía autogenerada.

Ea = energía comprada a los autoprodutores.

Ec = energía comprada a otras empresas.

Ev = energía vendida a consumidores.

Es = energía vendida a otras empresas.

- a) Considerar como energía comprada y/o vendida a valor real de flujo de energía de entrada y/o salida del sistema, independiente de los valores contratados y/o facturados.
- b) Considerar como energía vendida a consumidores los valores reales de consumo, independientemente de los valores mínimos legales utilizados para la facturación.
- c) En el caso de no existir equipamiento de medición en los puntos considerados, adoptar el valor utilizado para efectuar la facturación (alumbrado público, etc.).

Desde el punto de vista de los componentes

Para este indicador se podrá realizar una desagregación de acuerdo con la clasificación de las interrupciones, según la tensión, tecnología etc.

a) Interrupciones cada 100 Km o elementos de red (según corresponda) (IKR).

Es una tasa de fallas de elementos de la red. Da una idea del estado de la misma.

$$IKR = \frac{n}{L} \times 100$$

donde:

n : Número de interrupciones ocurridas en la red considerada.

L : Longitud o cantidad (según corresponda) de elementos de la red considerada.

Para este indicador solo se consideran solo interrupciones forzadas.

Este indicador se deberá seguir por cada elemento dependiendo del tipo de red y del nivel de tensión a la que está conectado.

Estos indicadores se calculan sobre un conjunto de componentes básicos que se detallan:

- Transformadores MT/BT
- Transformadores AT/MT y MT/MT
- Interruptores y reconectadores
- Red AT aérea
- Red AT subterránea
- Red MT aérea
- Red MT subterránea
- Red BT aérea
- Red BT subterránea

4.2 Indicadores Comerciales

4.2.1 Indicador de calidad de atención – Tiempo medio de conexión en BT

Es el índice que representará el grado de atención de los pedidos de conexión en BT, que no impliquen obras, en el período considerado.

$$TMC = \frac{\sum_{i=1}^n TC_i}{n^{\circ} \text{ de conexiones}} (\text{Dias})$$

Plazo medio para la atención de pedidos de conexión, cuando se trata de alimentación en baja tensión, incluyendo la visita de inspección y excluidos los casos de inexistencia de redes de distribución frente a unidades consumidoras a ser conectadas, la necesidad de reforma o ampliación de las redes, o inadecuaciones de las instalaciones del consumidor a las normas técnicas de la Empresa.

4.2.2 Indicador de calidad de facturación

Es el índice que representará el grado de calidad de facturación de la Empresa, en el período considerado.

$$ICF = \frac{n^{\circ} \text{ de cuentas refacturadas}}{n^{\circ} \text{ de cuentas facturadas}} \times 10.000$$

Las refacturaciones consideradas son aquellas que implican una refacturación real por errores en el proceso de medida y facturación que lleven a que la factura no sea correcta.

5. Gráficos de resultados

Gráfico 1: Extensión de red de MT por cliente – (metros de red de MT/cliente)

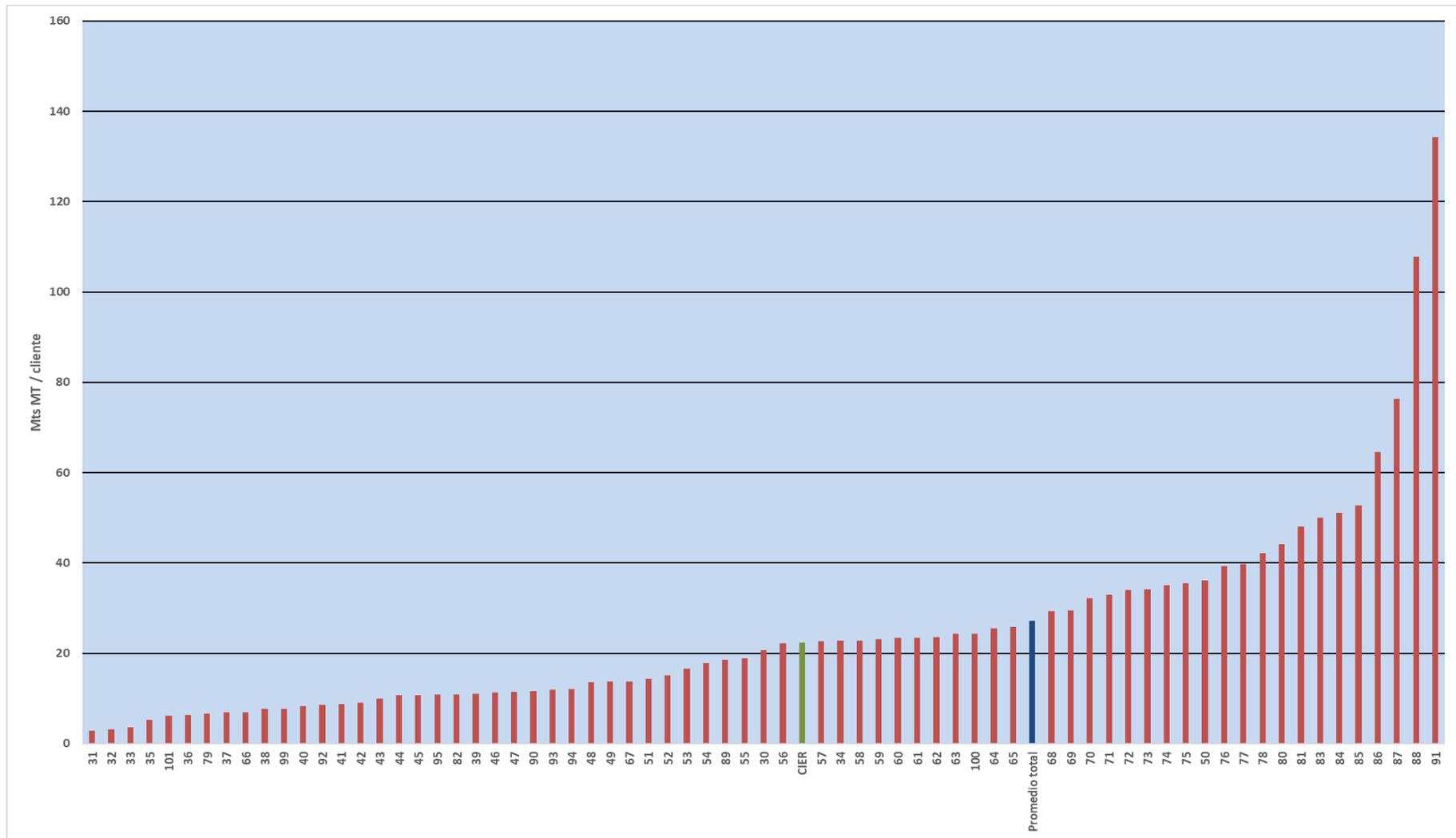


Gráfico 2: Extensión de red de MT más BT por cliente – (metros de red de MT+BT/cliente)

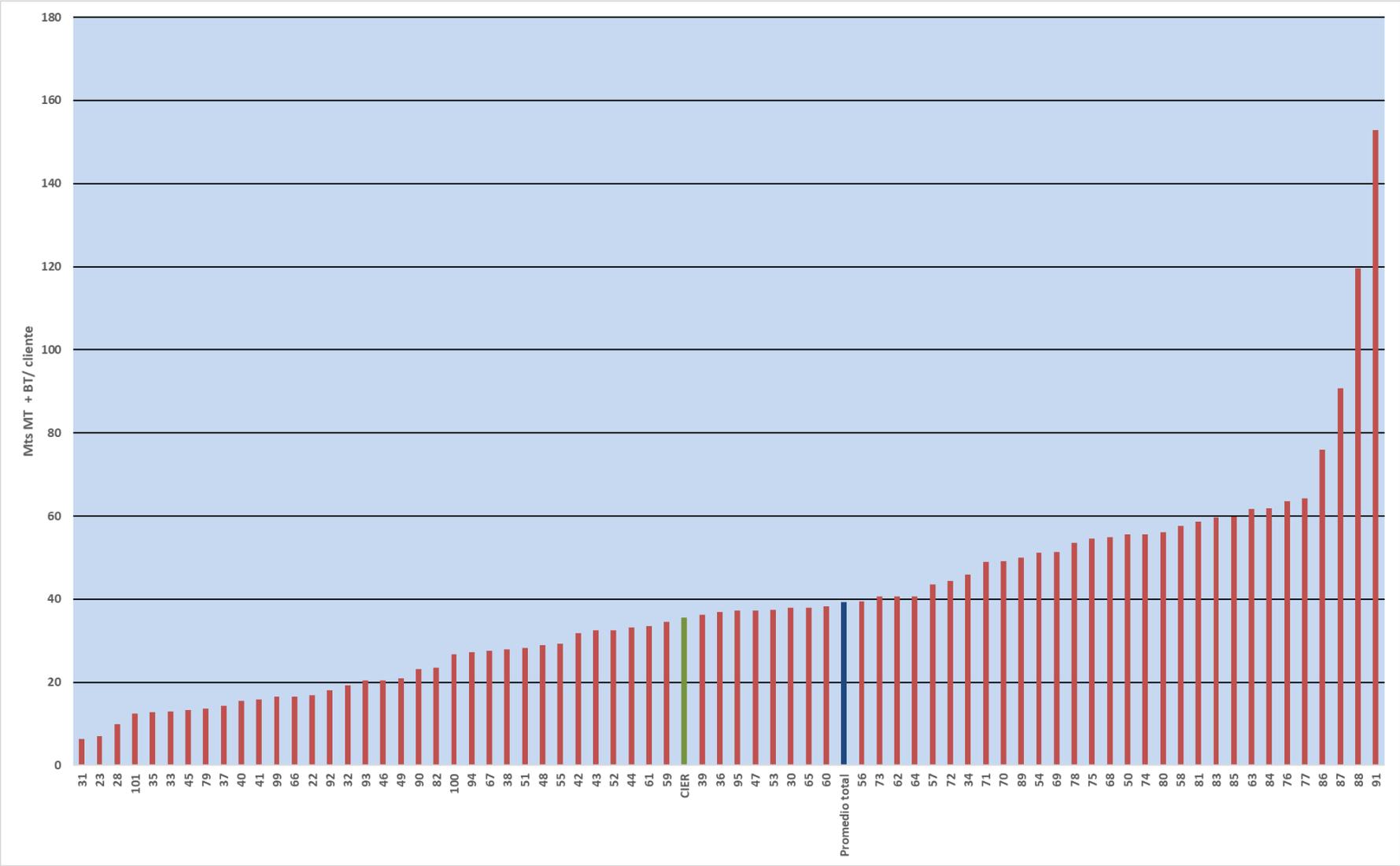


Gráfico 3: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) Total de incidencias

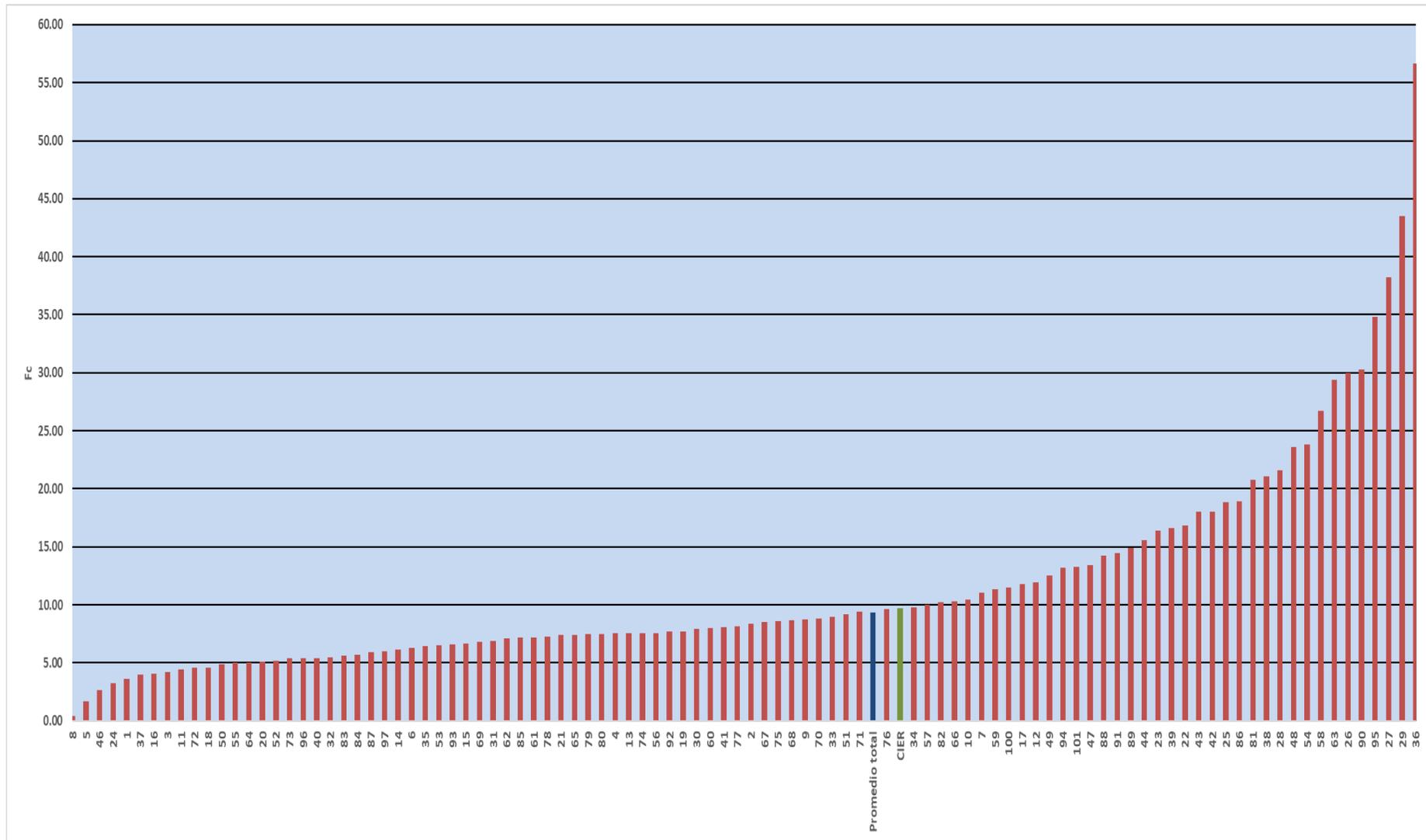


Gráfico 4: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) Total de incidencias por mt de red MT/cliente

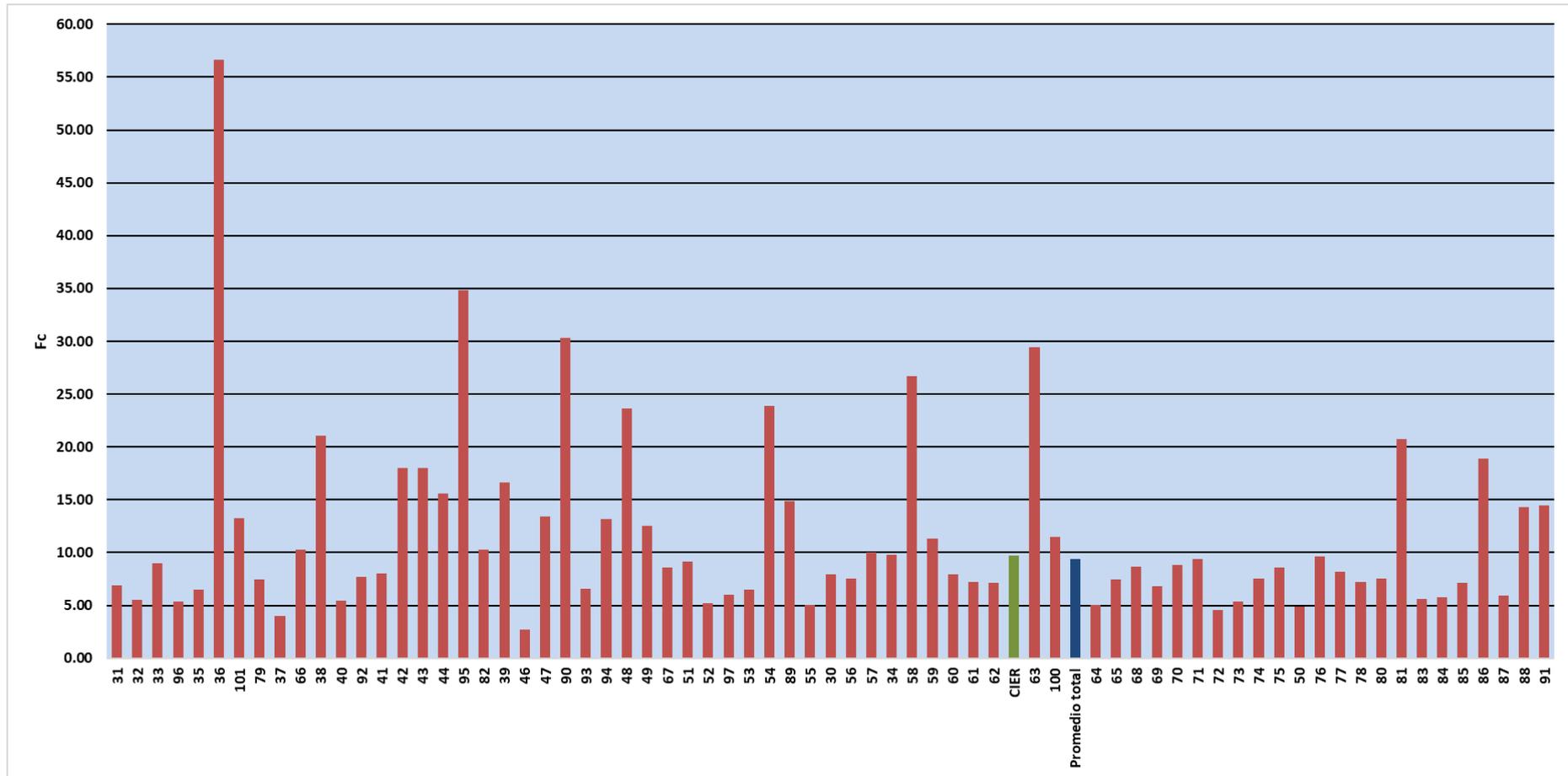


Gráfico 5: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc horas) Total de incidencias

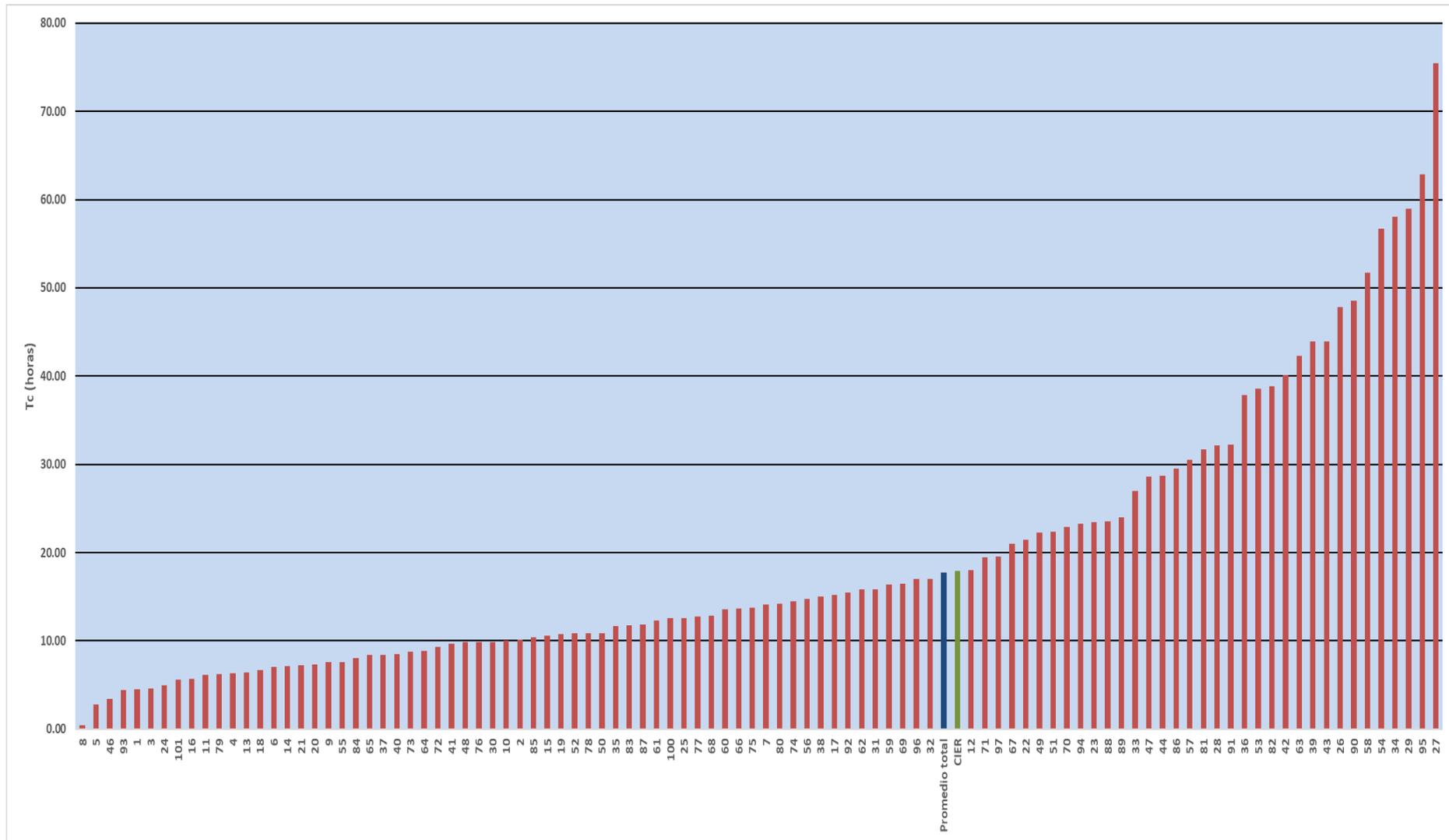


Gráfico 6: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc horas) Total de incidencias ordenado por mt de red MT/cliente

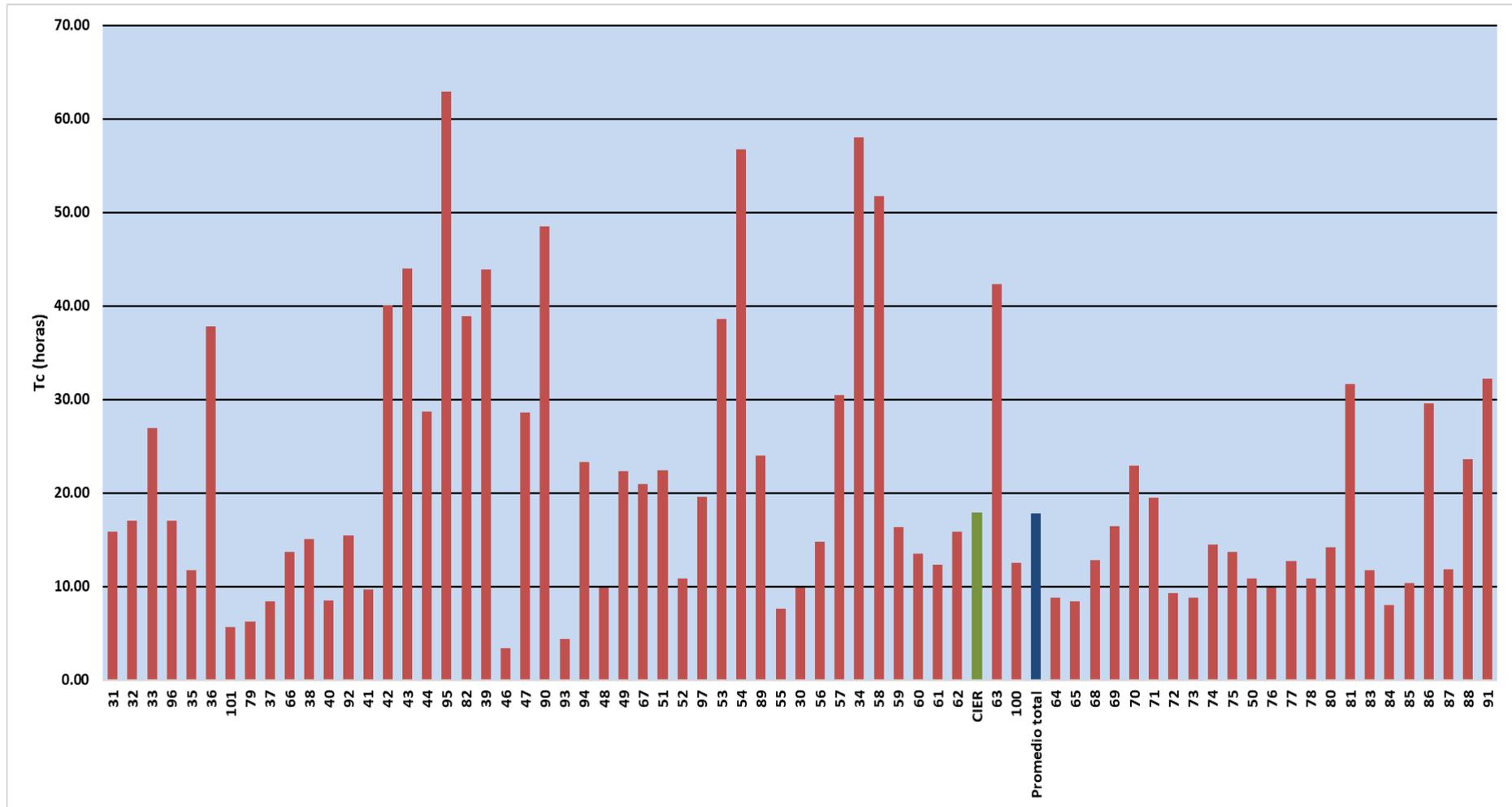


Gráfico 7: Duración media de las interrupciones cliente (Dc horas) Total de incidencias

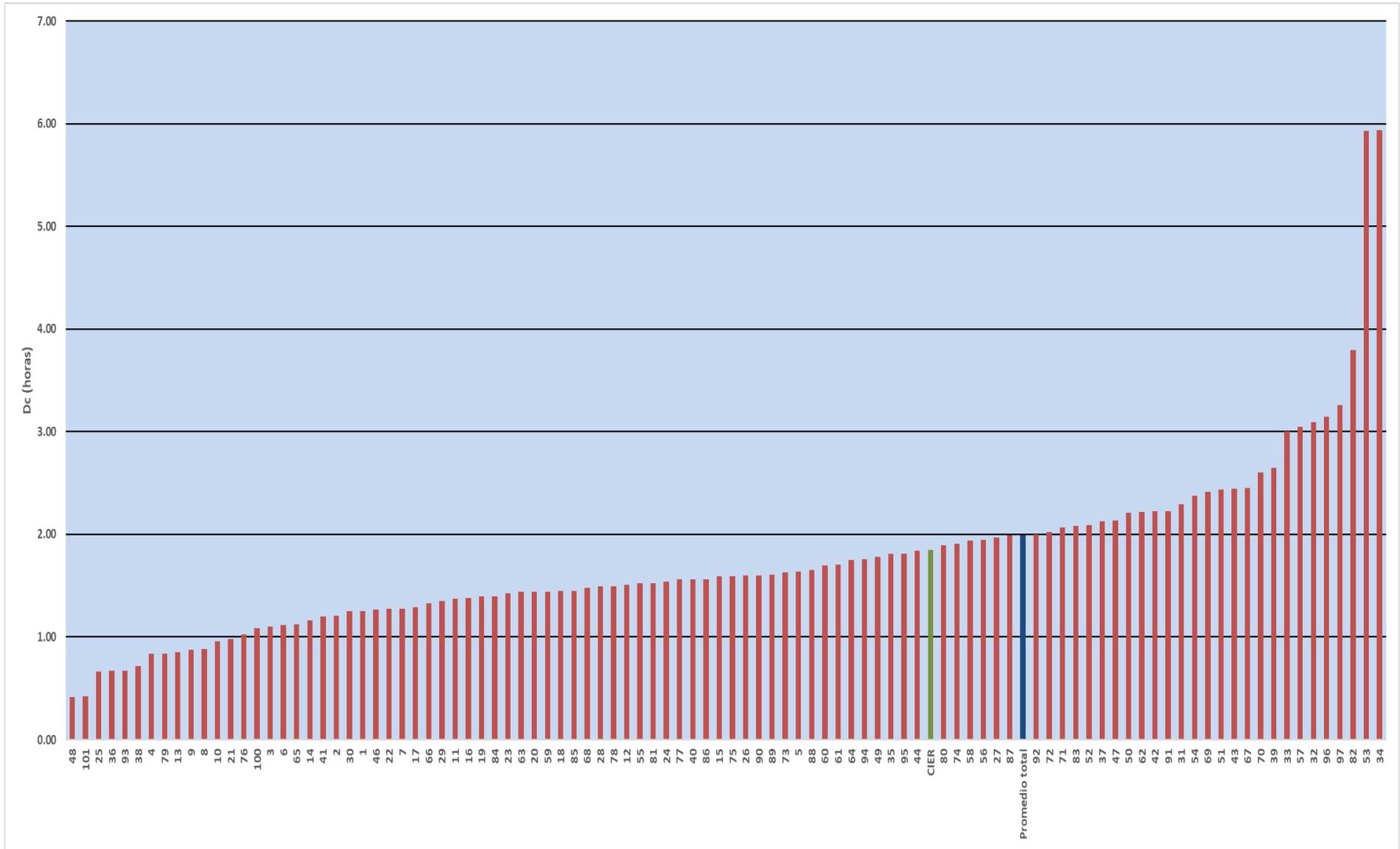


Gráfico 8: Duración media de las interrupciones – cliente (Dc horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente

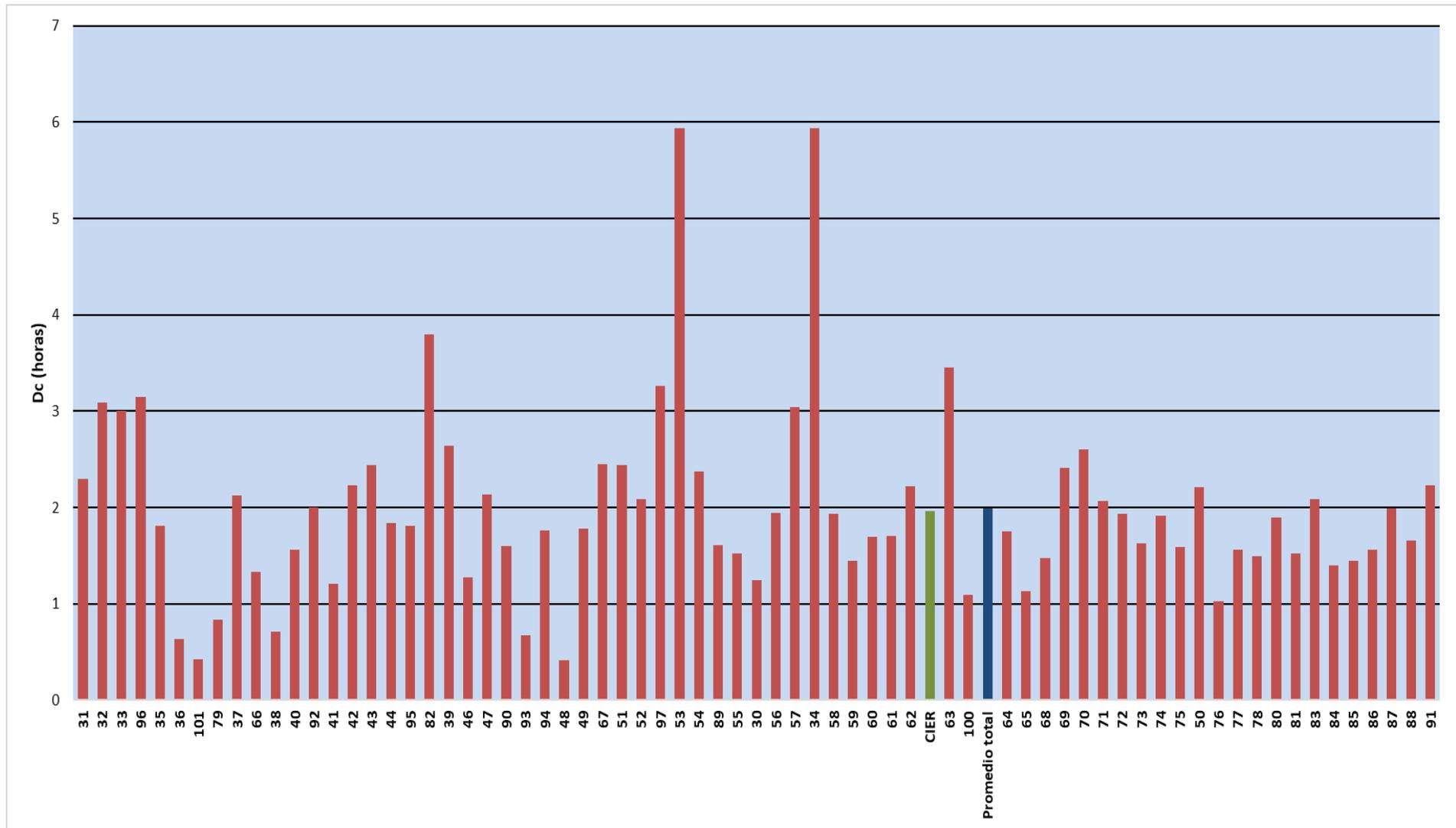


Gráfico 9: Dc forzado - promedio por país

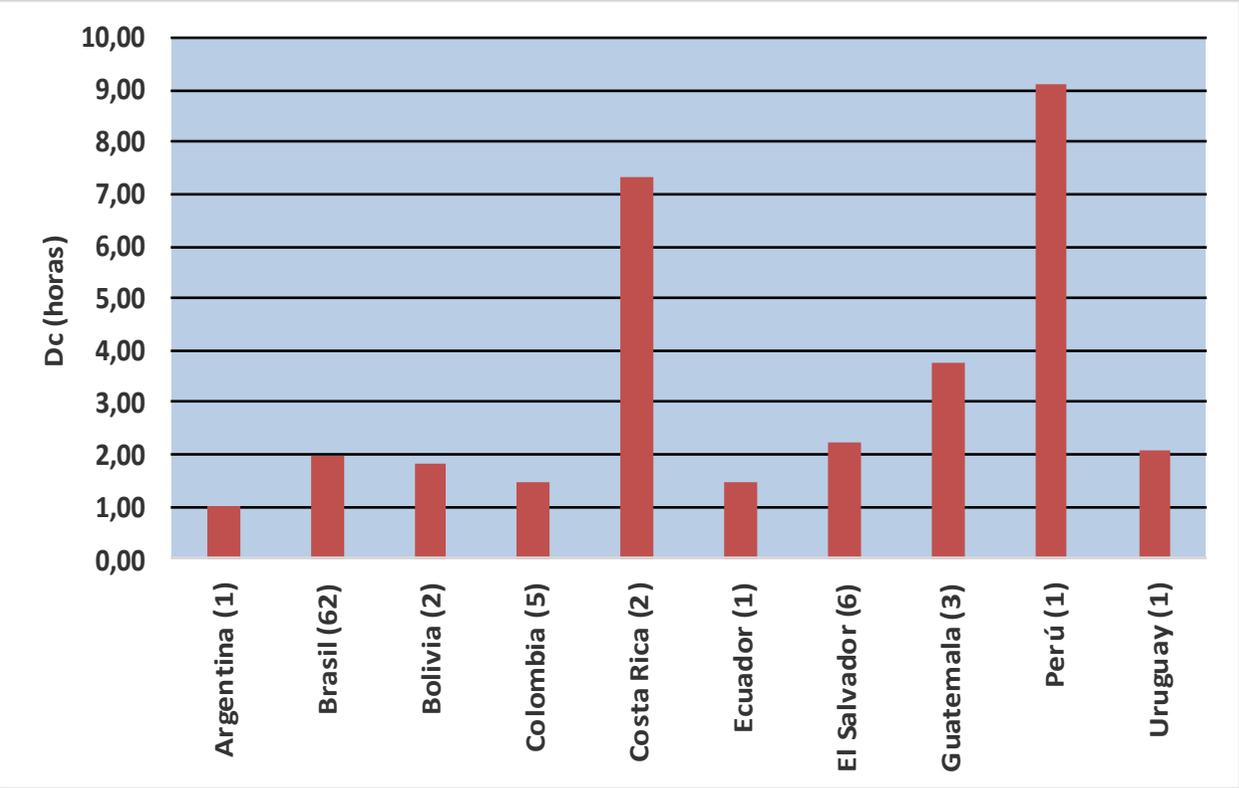


Gráfico 10: Duración media de reposición (DMR horas) Total de incidencias

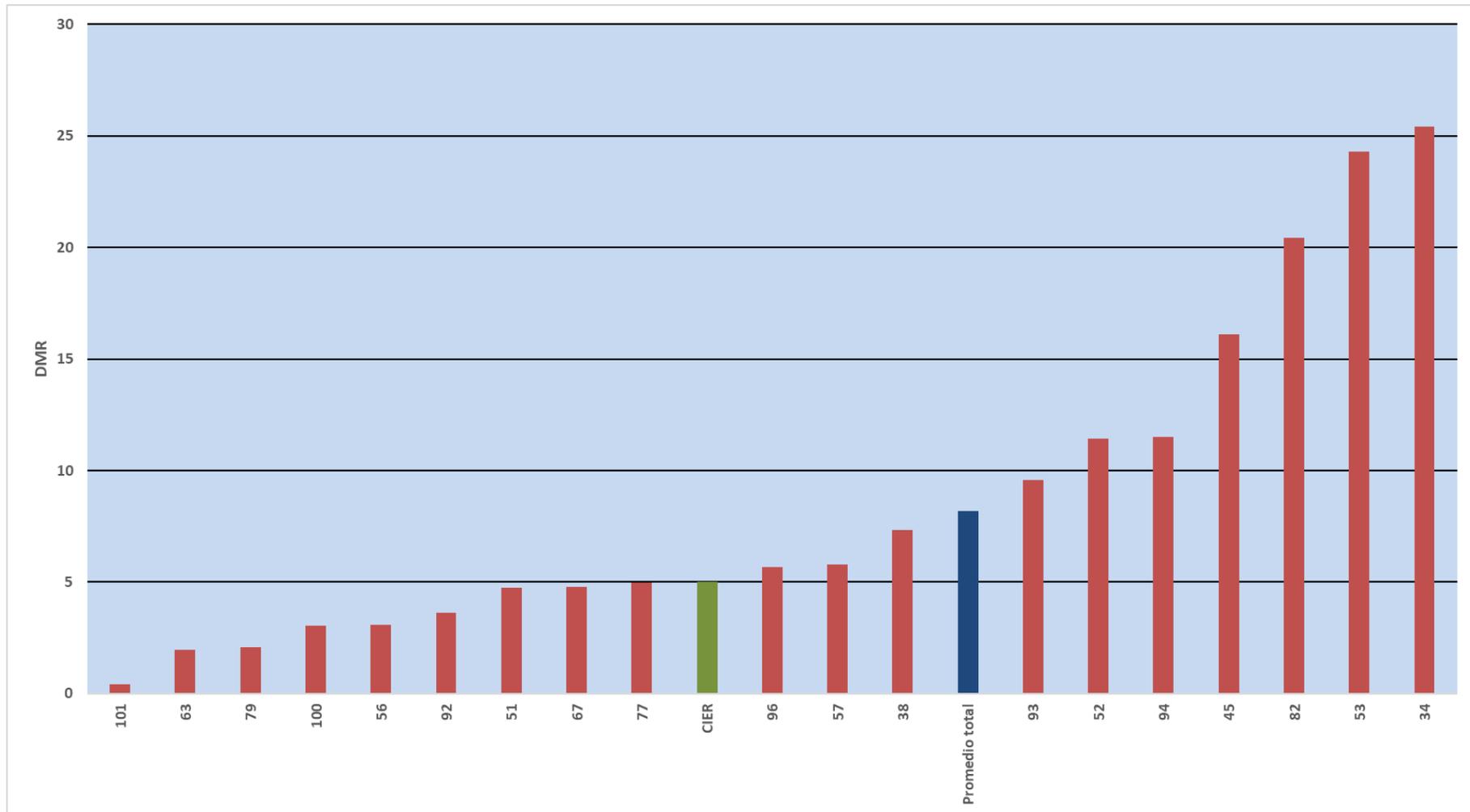


Gráfico 11: Duración media de reposición (DMR horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente

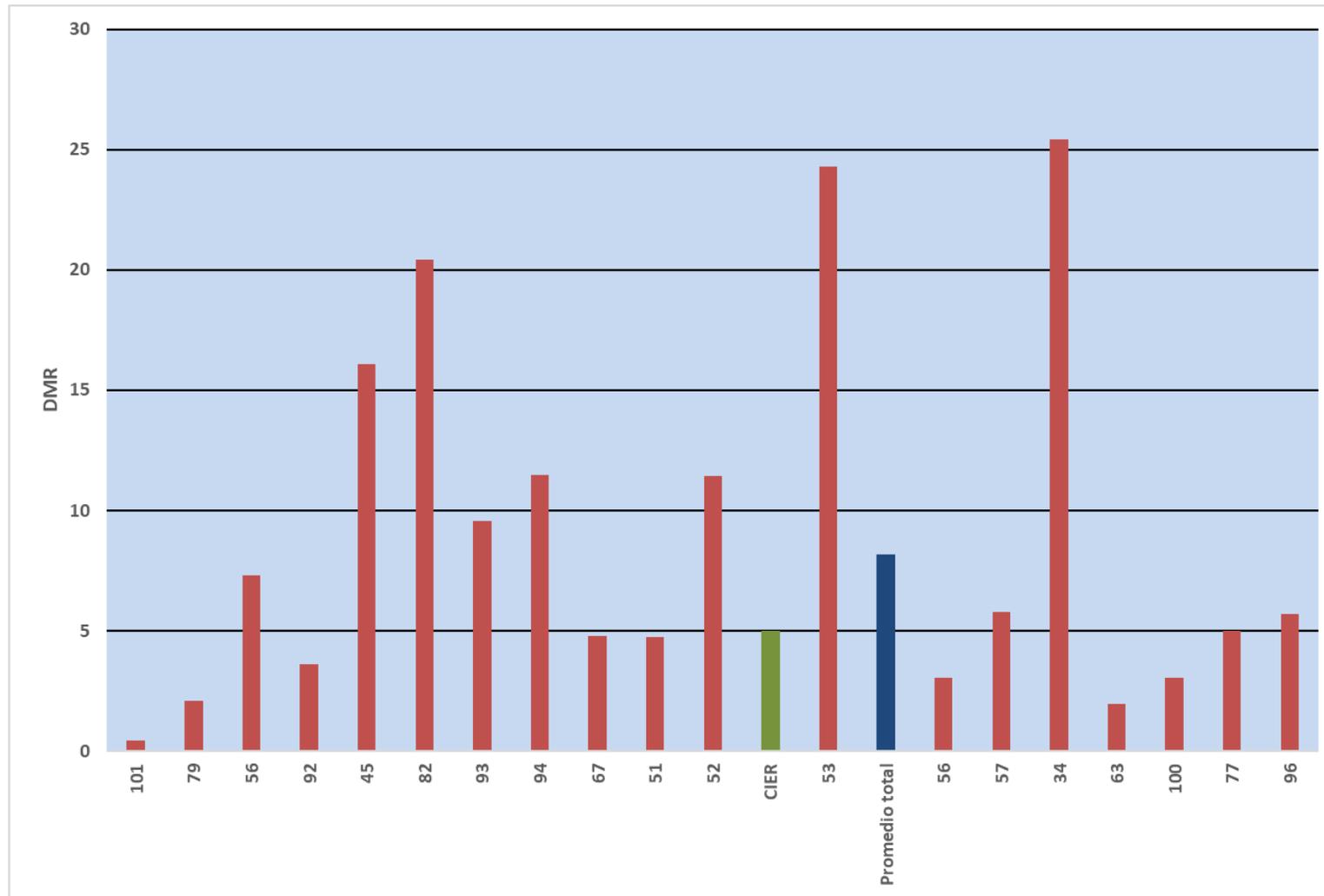
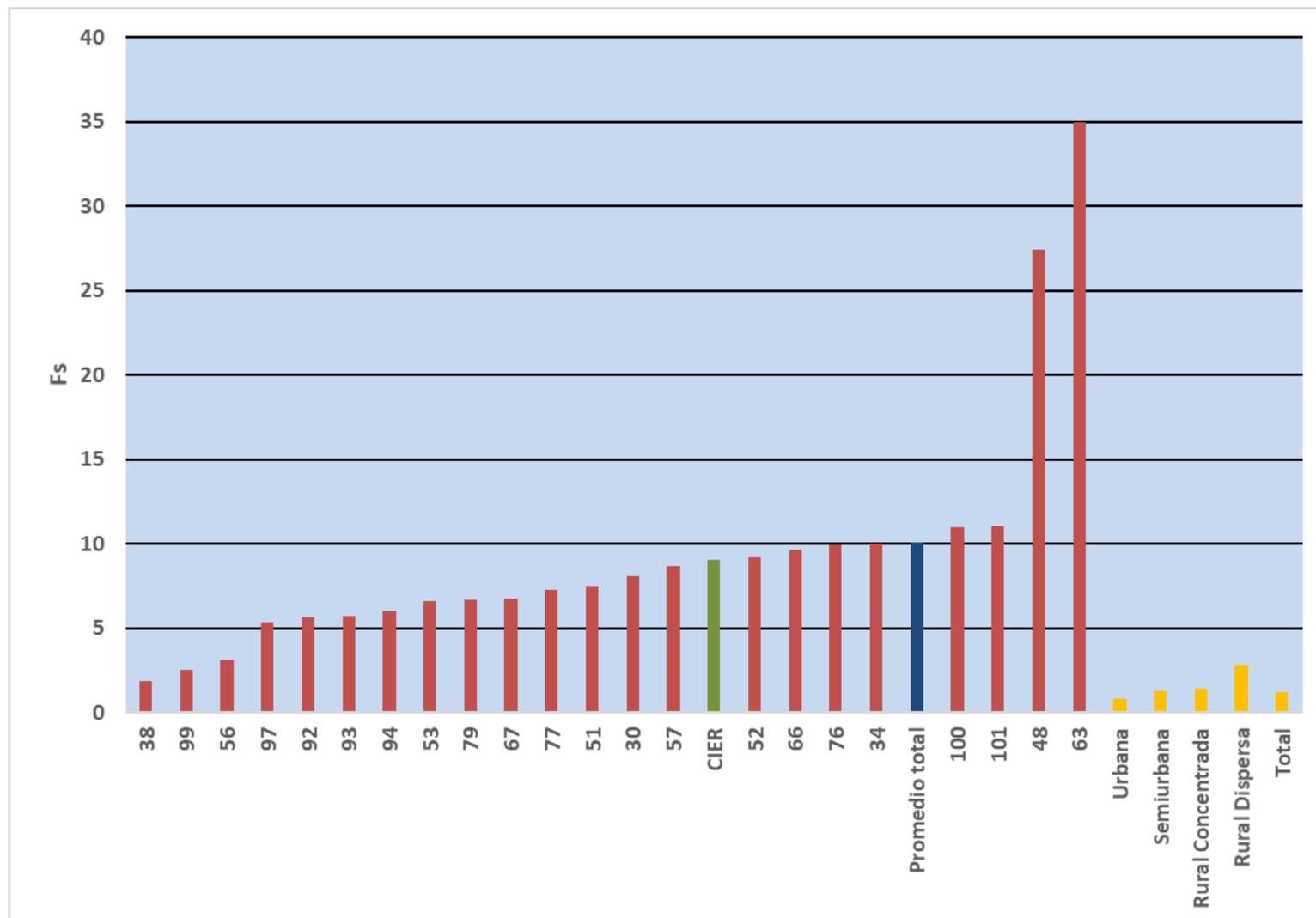


Gráfico 12: Frecuencia media de interrupción por potencia (Fs) Total de incidencias



Los valores en amarillo son correspondientes al NIEPI para las zonas mencionadas

Gráfico 13: Frecuencia media de interrupción por potencia (Fs) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente

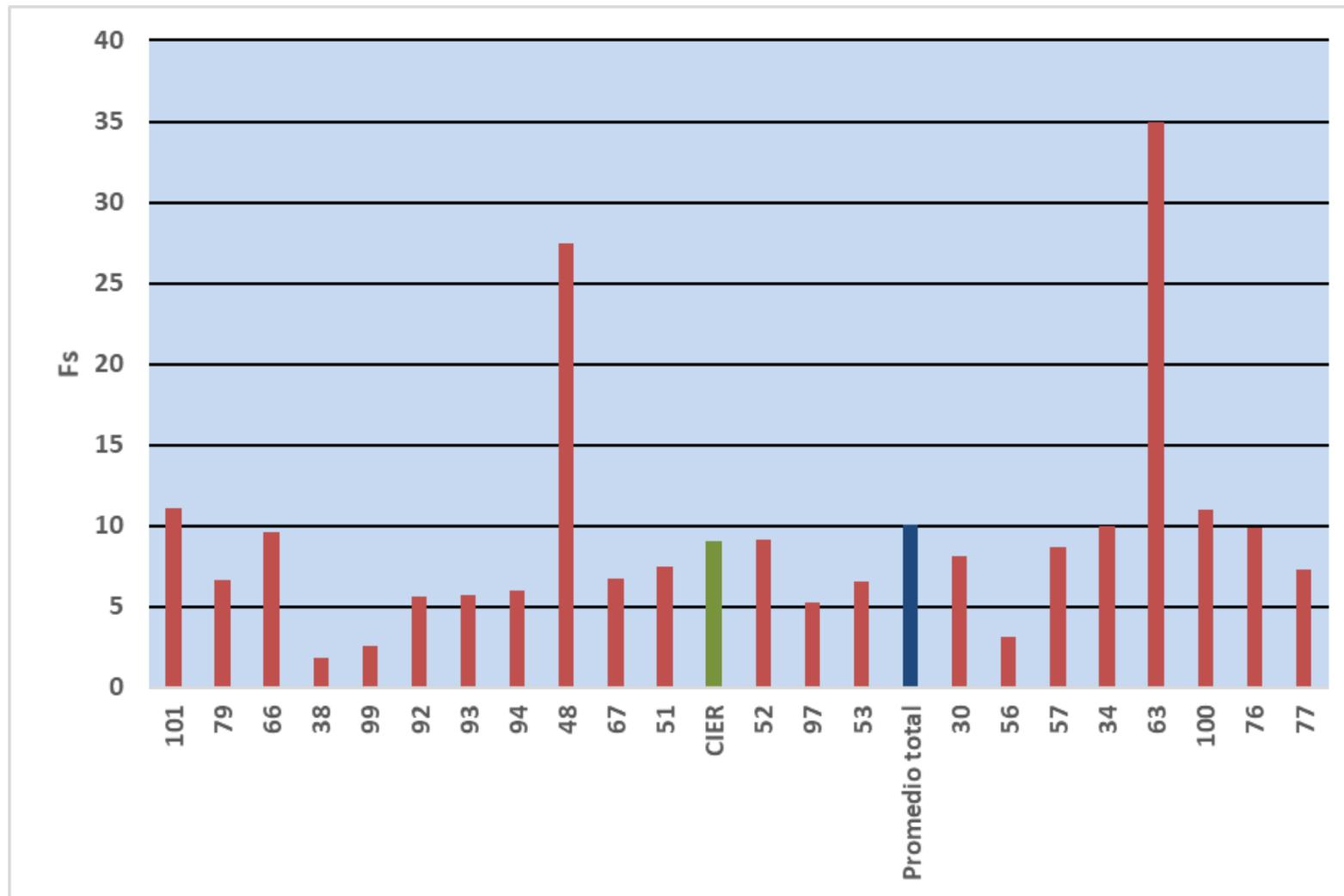
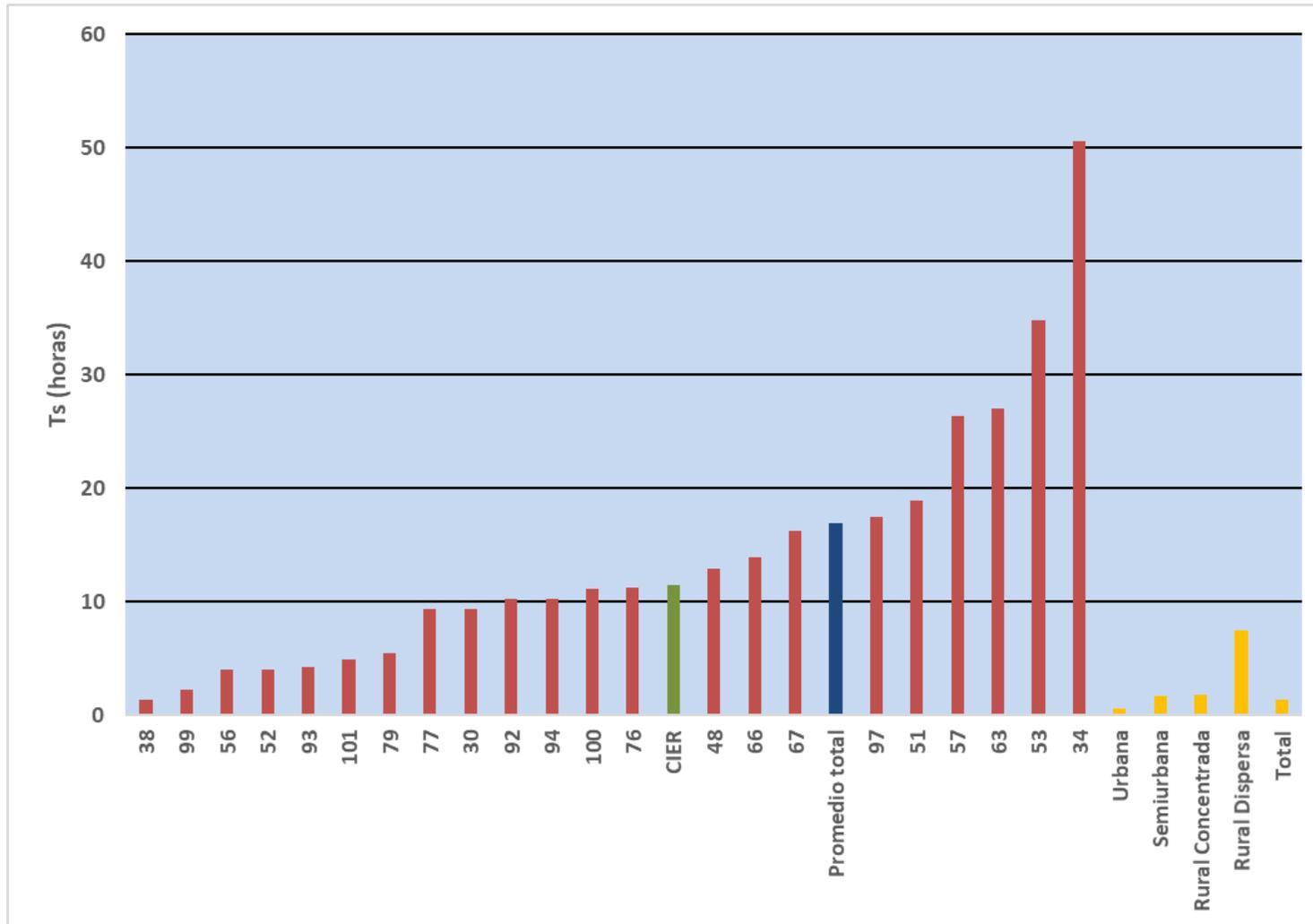


Gráfico 14: Tiempo total de interrupción por potencia (Ts horas) Total de incidencias



Los valores en amarillo son los correspondientes al NIEPI*TIEPI para las zonas mencionadas

Gráfico 15: Tiempo total de interrupción por potencia (Ts horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente

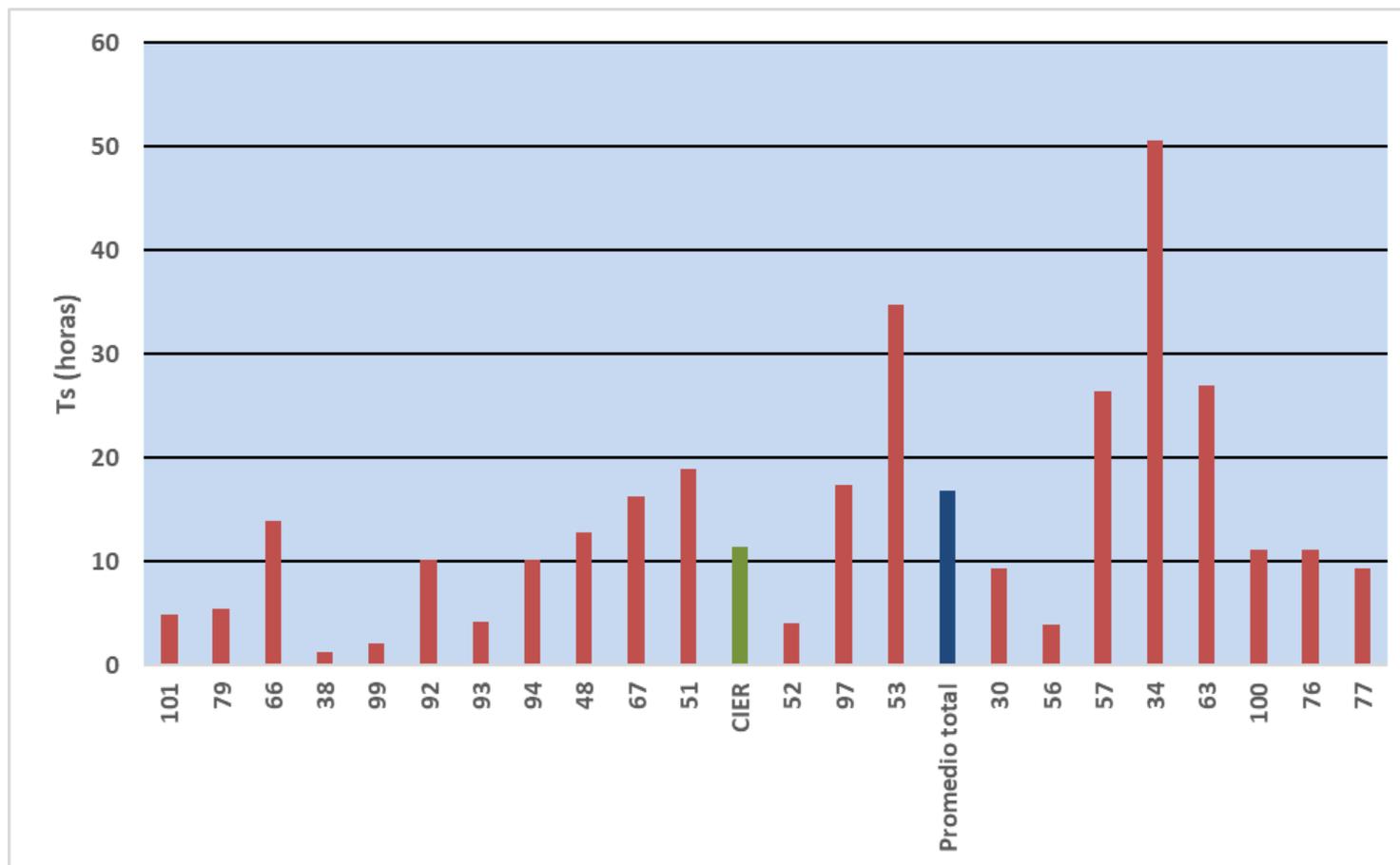
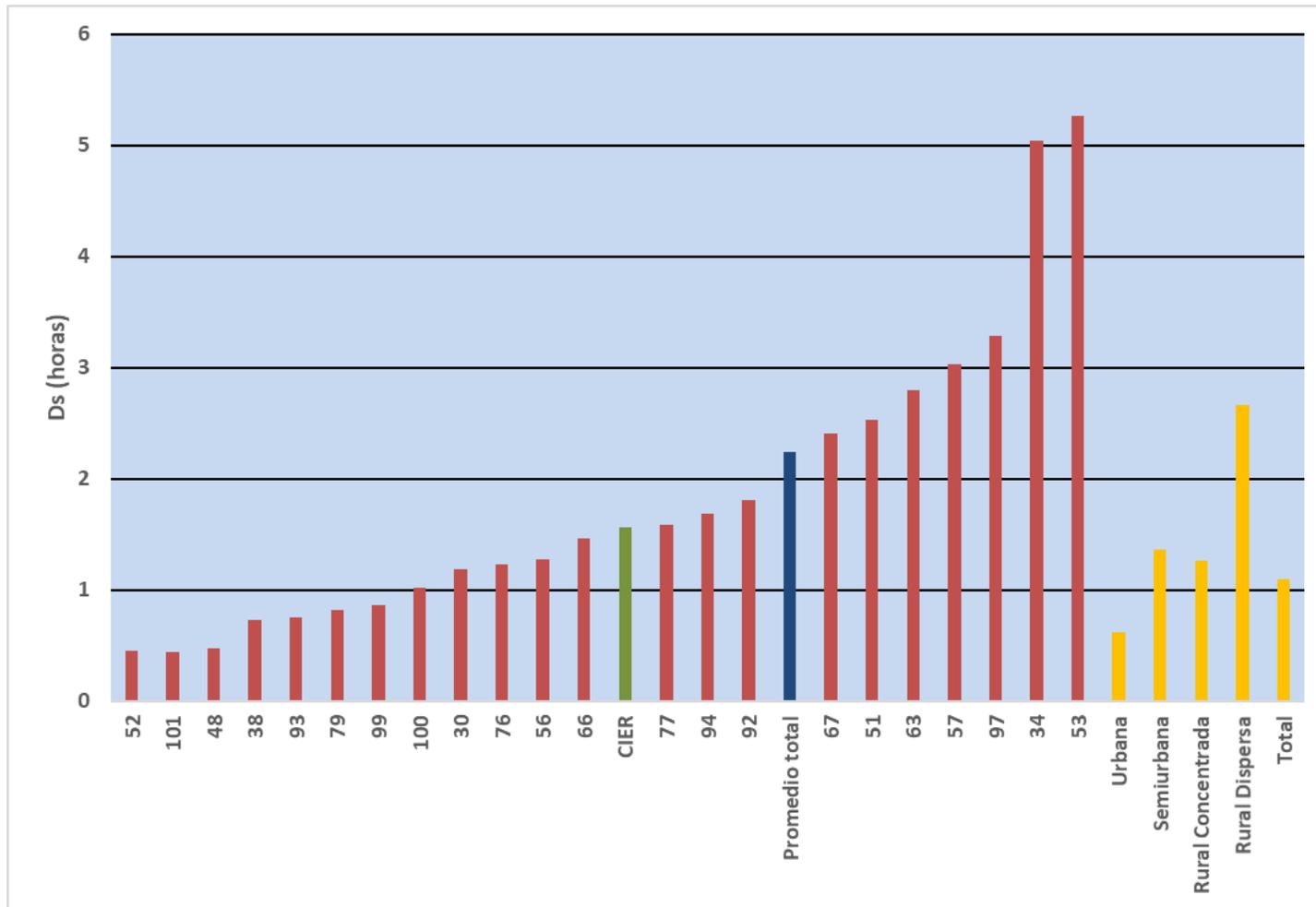


Gráfico 16: Duración media de las interrupciones-potencia (Ds horas) Total de incidencias



Los valores en amarillo son los correspondientes al TIEPI para las zonas mencionadas

Gráfico 17: Duración media de las interrupciones-potencia (Ds horas) Total de incidencias ordenado por mt de red de MT/cliente

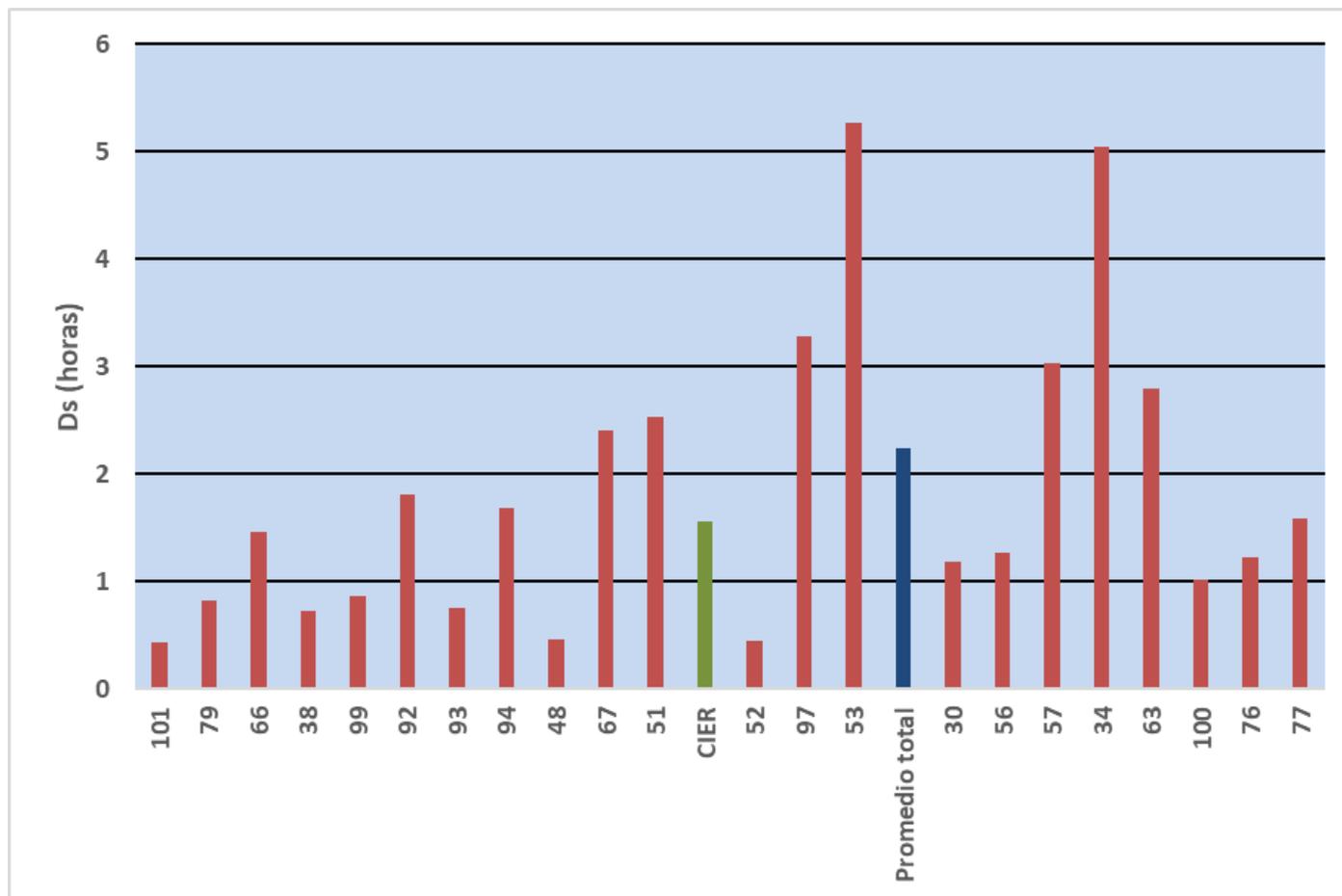


Gráfico 18: Tiempo medio de conexión en BT (días)

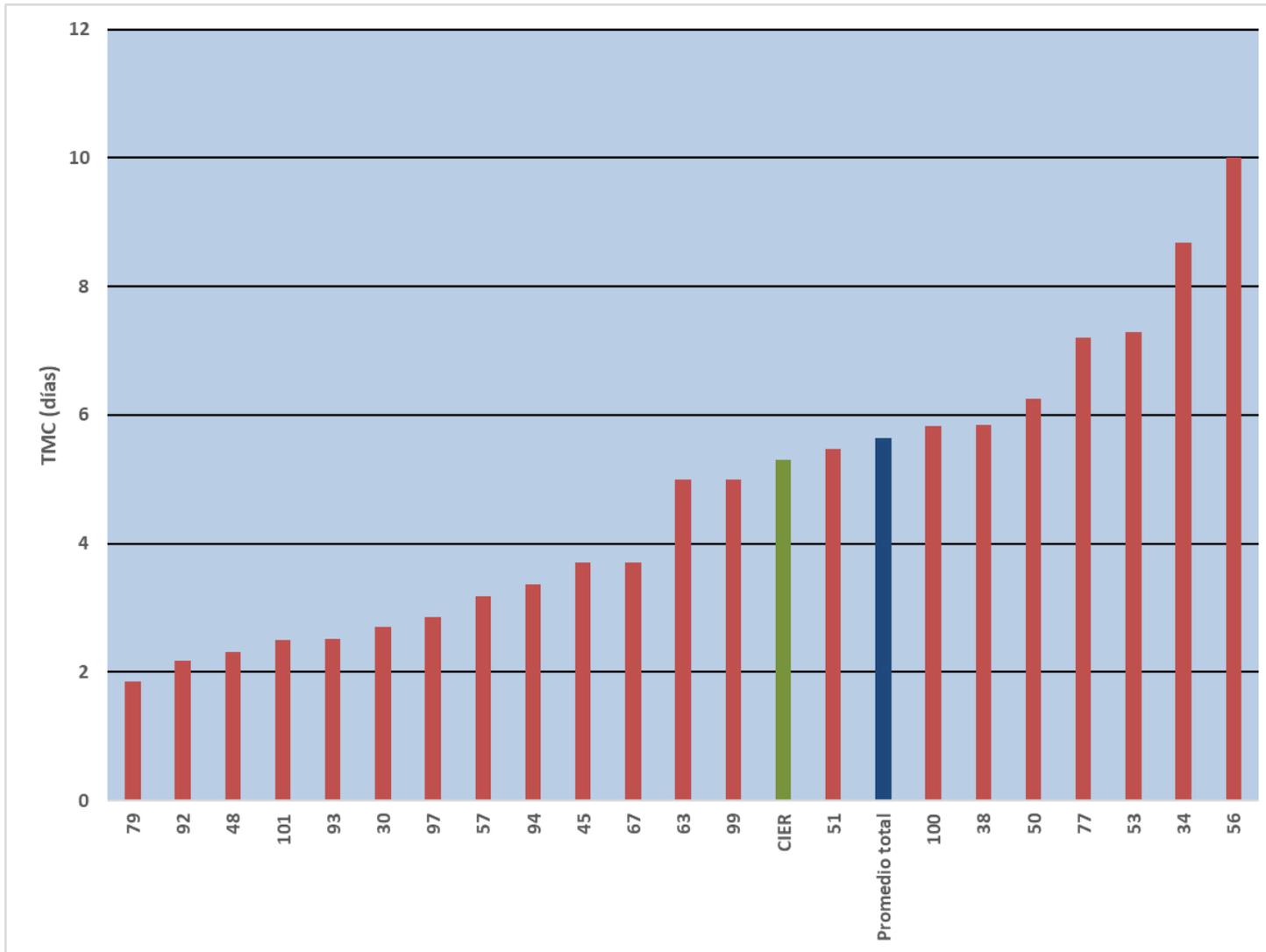


Gráfico 19: Tiempo medio de conexión en BT ordenado por mt de red de MT / cliente

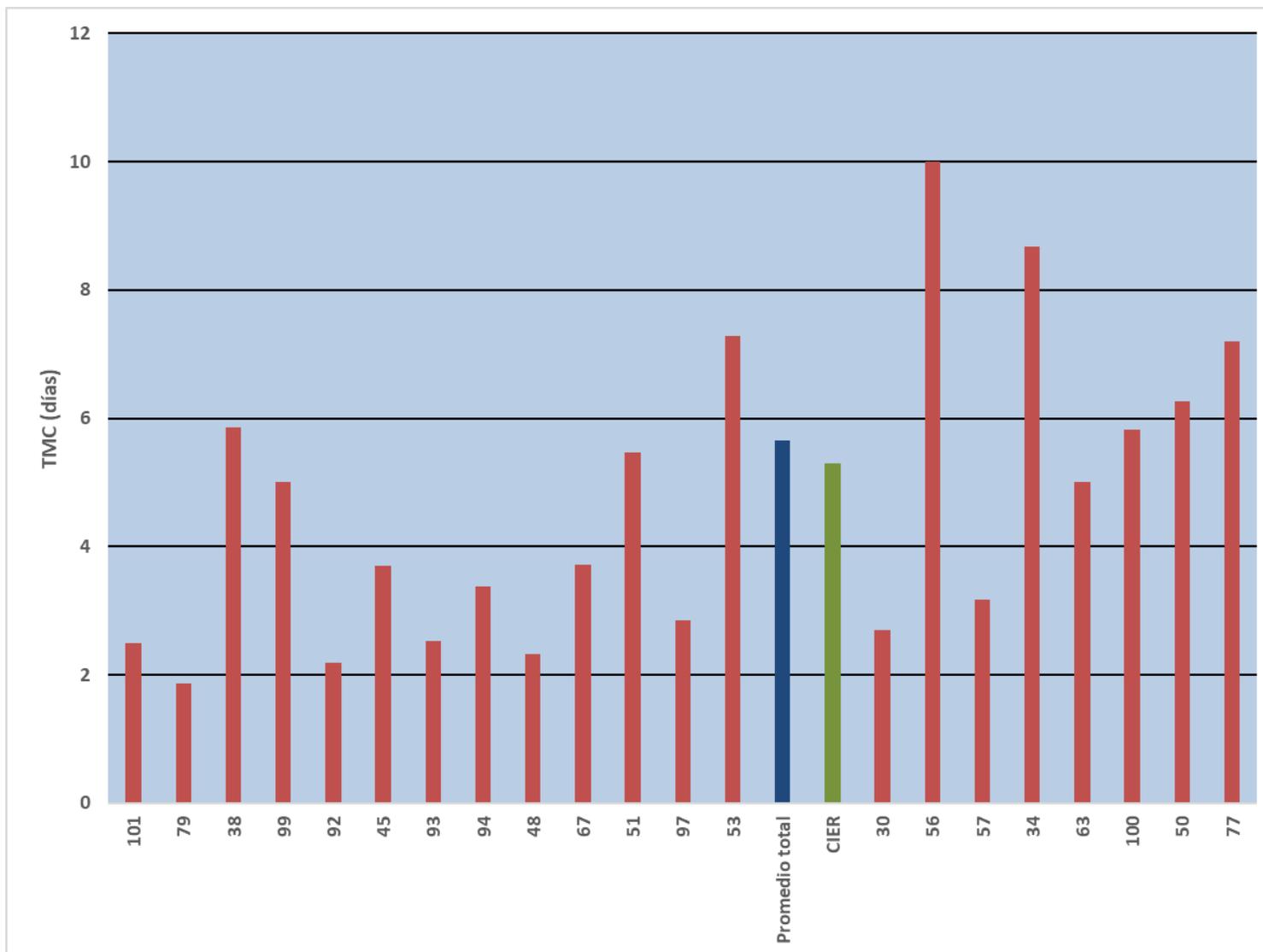


Gráfico 20: Porcentaje de pérdidas totales por empresa

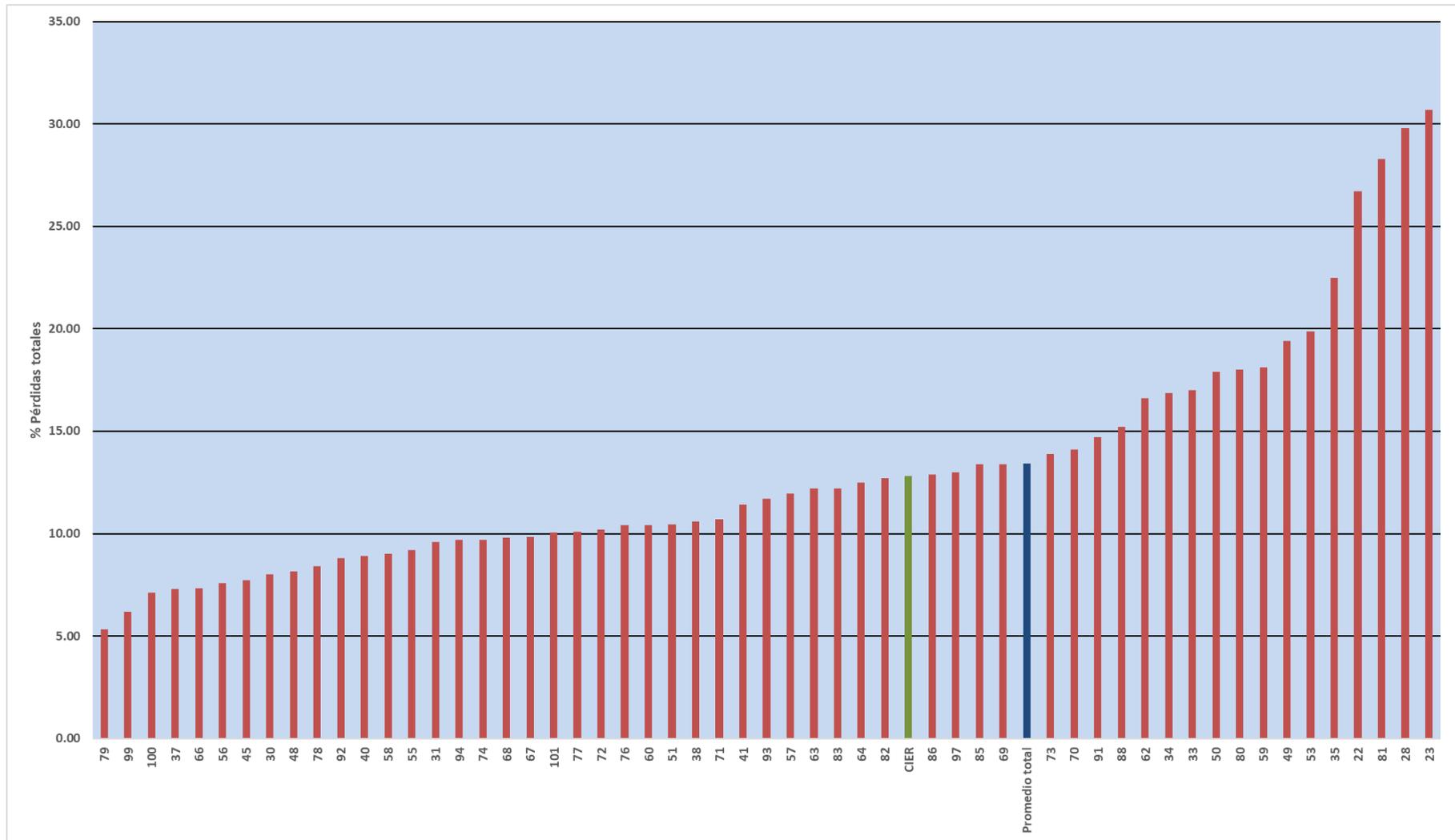
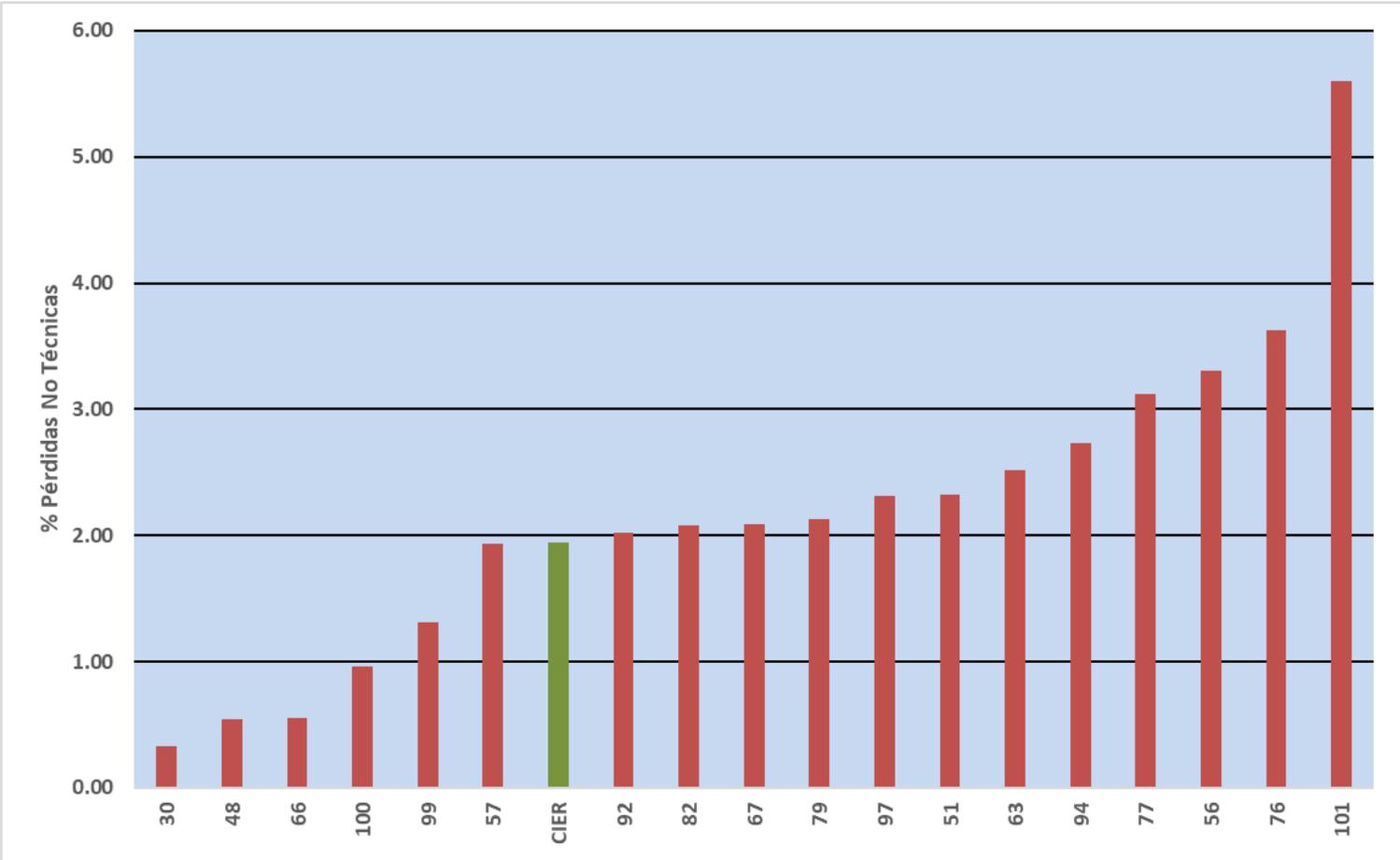


Gráfico 21: Porcentaje de pérdidas no técnicas por empresa





6. Comentarios de ayuda al uso de los resultados

Esperamos que el presente informe “Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2016” permita a las empresas asociadas, a través de la comparación de los mismos y la gran red de conocimiento generada a partir del “SABER HACER” de las empresas CIER y de sus técnicos, acceder a las mejores prácticas de gestión y decisión tecnológica.

Pretendemos que estos informes sean analizados en seminarios y talleres, en cursos, webinar.

En el 2018 se realizarán algunas reuniones virtuales en las cuales las empresas que han participado en esta edición compartirán sus experiencias y sus futuros planes de mejora de los procesos de introducción de tecnologías, etc.

Estas charlas tendrán una visión global de negocio sobre la base de principios de sustentabilidad de la empresa. Esto está siendo recogido por algunos reguladores en los que se empiezan a incluir no solamente indicadores de calidad, sino indicadores de sustentabilidad económico-financiera, gestión medio ambiental. Ya no se visualiza la calidad del servicio como un aspecto aislado de la sustentabilidad financiera, social y medioambiental.

Como forma de ayuda nos hemos permitido hacer algunas reflexiones, en forma muy simple y breve, sobre los factores que afectan los indicadores y como mejorarlos.

La Gestión de la Distribución implica cientos de miles de acciones más o menos sencillas, pero sobre las cuales debe haber claridad conceptual, orden, priorización y constancia para la ejecución de las mismas a lo largo de periodos de tiempo extensos (no menos de 5 años compartiendo acciones de corto plazo cuando la situación lo amerite)

Las Distribuidoras llevan en su ADN los procesos de mejora continua incorporados por la propia definición del negocio.

Existe un ciclo permanente de planificar, obtener recursos, ejecutar, medir, analizar, introducir acciones correctivas, preventivas o de mejora.

En este proceso las propias fórmulas de los indicadores nos arrojan pistas.

En los próximos párrafos solamente se realizarán algunas reflexiones básicas sobre una realidad compleja que constituye el desafío permanente de cualquier gestor de una Distribuidora.

Los comentarios los desarrollaremos sobre la base de clientes pero valen si se promedia sobre KVA de transformación MT/BT pero con algunas limitaciones donde existen grandes consumidores.

Indicador Fc y Fs Frecuencia Media de Interrupción

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i)}{C_s} F_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i)}{P_s}$$

donde:

Ca(i): Número de consumidores afectados en la interrupción (i).

Cs: Número total de consumidores del sistema en análisis en el momento actual.

(i): Nº de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

donde:

Pa(i): Son los kVA instalados en transformadores de distribución afectados por la interrupción (i).

Ps: Es el total de kVA instalados en transformadores de distribución del sistema en análisis en el momento actual.

(i): Nº de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

Estos indicadores están determinados fundamentalmente por

N Número de Interrupciones.

Dicho parámetro depende de la tecnología, longitud de los circuitos, de la edad o historia de las instalaciones, de la gestión de mantenimiento predictivo y preventivo y el entorno operacional

Factores fundamentales son:

- a) Tecnología.
- b) Ordenamiento de la red.
- c) El funcionamiento sistema de protecciones y la capacidad de reconexión antes de 3 minutos eliminando las fallas no permanentes.
- d) La gestión de mantenimiento predictivo y preventivo.
- e) El nivel de renovación de las redes (asociado al histórico de inversiones).
- f) El entorno operacional y condiciones climáticas (cargas, árboles, aves, descargas atmosféricas, salinidad, vandalismos).

g) El uso de TCT.

Cada una de las **tecnologías** tiene su tasa de falla, propia o característica, por unidad y costos asociados a la misma. En general instalaciones de mayor tensión tienen menores tasas de falla por unidad. Evidentemente hay que considerar el entorno en la cual dicha tecnología se implanta.

Otro aspecto a considerar es la cantidad, volumen de equipos y longitud de circuitos que constituyen el enlace o camino entre la fuente energía y los conjuntos de clientes, símil a una “distancia”.

Considerando lo antedicho en los párrafos anteriores debemos “acercar” a los usuarios a tensiones mayores acortando los circuitos con mayores tasas.

El primer factor lo constituye el mix de red subterránea y red aérea. Dentro del cable subterráneo la tecnología de papel o polímero (XLPE) y en las líneas aéreas, a su vez, podemos encontrar líneas preensambladas, protegidas o desnudas. Sobre estas últimas los distintos tipos de aislación y configuración geométricas. En esta última es muy importante su entorno el arbolado, la avifauna y la contaminación salina o industrial.

El mix de las tecnologías en el sistema y su entorno tiene un peso significativo en los indicadores resultantes y de igual manera el estado de obsolescencia de las instalaciones.

Las acciones para modificar el mix, acortar los circuitos y renovar las instalaciones normalmente requieren inversiones importantes aplicadas durante largos periodos. Aun si fuera posible tener todos los recursos materiales y humanos estos no pueden aplicarse con eficacia y eficiencia en forma instantánea y voluntarista, dado que existen limitaciones en la gestión y sobre el número de intervenciones de las instalaciones existentes.

Las inversiones a incluir en los programas anuales y plurianuales requieren obligatoriamente análisis y priorización y no deben dejarse librados a decisiones viscerales del corto plazo. Pero se pueden obtener victorias tempranas aun con bajos presupuestos, para lo cual debemos considerar algunas acciones como:

- El control de cargas en la red para evitar salidas intempestivas en los momentos de mayor demanda.
- El correcto diseño y funcionalidad de los sistemas de reconexión automática. Esto permiten eliminar las fallas furtivas reponiendo el servicio en tiempos inferiores a los de contabilización (1 o 3 minutos) según las regulaciones. Es importante que los sistemas de protección funcionen correctamente y existan un mix de equipos de reconexión y aislamiento de fallas correctamente diseñados y en perfecto funcionamiento.
- El mantenimiento predictivo y preventivo merece especial atención en el factor n (número de fallas). En general conlleva acciones de menor costo, pero requiere mayor organización de los procesos de explotación, mayor programación y más disciplina organizacional. No es igual de motivante desarrollar nuevas instalaciones que trabajar sobre instalaciones existentes y en servicio. Al igual que las acciones de inversión, las acciones de mantenimiento requieren de análisis y profundo conocimiento de los objetos a mantener, así como de su criticidad respecto a los objetivos de

calidad. A tales efectos es necesario organizar departamentos de estudios de la explotación cuyo objetivo primordial será velar por la observación de la explotación normal óptima para la Red, analizar indicadores históricos de comportamiento de los equipos, segmentar y jerarquizar equipos y subsistemas, así como orientar las actividades de mantenimiento de acuerdo a la criticidad de los objetos de mantenimiento. Esto permite concentrar los esfuerzos sobre las instalaciones en las cuales dependen más clientes o potencia instalada.

Es extremadamente importante para hacer cualquier tipo de análisis la existencia de sistemas de información confiables y equipos de ingeniería dedicados al análisis de los datos relevados que sean capaces de definir soluciones de los problemas integrando factores económicos.

Bajar la cantidad de incidencias tiene un efecto fundamental porque saca a la empresa de un stress organizacional permanente que no deja pensar a sus gestores e induce a actividades de corto plazo que no ofrecen soluciones definitivas erosionando el ambiente de planificación, programación y ejecución.

En el negocio de Distribución de energía es de suma importancia pasar de actividades correctivas o imprevistas a actividades preventivas planificadas y programadas. Las primeras no admiten mejoras grandes de eficiencia empresarial.

Ca(i) Pa(i) Subconjuntos de clientes o bloques de potencia instalada que participan en una incidencia.

Estos están determinados básicamente por:

- a) la arquitectura de la Red (infraestructura, módulos de potencia y de conjunto de clientes, etc.),
- b) la relación de volumen de redes AT, MT, BT
- c) la búsqueda de una explotación normal que minimice los impactos de las incidencias sobre el indicador una vez que se producen.
- d) el funcionamiento adecuado de las protecciones, equipos de reconexión y equipos de aislación de sectores (dejando exclusivamente fuera de servicio el tramo o instalación en falta y minimizando el conjunto de clientes o bloques de potencia que quedan sin servicio).
- e) Densidad de equipos de corte y seccionamiento
- f) La separación de redes urbanas de redes semi rurales o rurales
- g) La construcción de redes con respaldo n-1 automatizadas en la medida que el costo beneficio así lo permita

En este sentido se requiere un análisis profundo sobre la instalación de equipos de protección, corte, reconexión y seccionalización, a efectos de que el sistema control-comando sea adecuado y confiable. Mantenerlo a lo largo del tiempo en dicha condición lleva a una actividad permanente.

Indicador Dc y Ds Duración Media de las Interrupciones

$$D_c = \frac{T_c}{F_c} = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n C_a(i)} \text{ (horas)}$$

$$D_s = \frac{T_s}{F_s} = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n P_a(i)} \text{ (horas)}$$

A diferencia del Fc/Fs o el Tc/Ts aquí aparece la variable tiempo y la forma de acortar los tiempos de interrupción constituye el problema a resolver.

Los tiempos de respuesta dependen fundamentalmente;

- de la arquitectura de la red en cuanto a la posibilidad de respaldo (redes radiales o malladas). No se deben en lo posible desarrollar redes subterráneas radiales en AT o MT
- de la existencia de sistemas SCADA,
- velocidad de localización operación, acceder y localizar (SCADAS, pasos de falta)
- velocidad de reparación lo cual es diferente en líneas aéreas y subterráneas (o sea de la tecnología)
- dependiendo de la organización y dispersión de las instalaciones (según la zona de concesión sea urbana, rural, etc. y factores de forma de la misma así como de la orografía, desarrollo de la caminera, congestiónamiento).
- se deben dimensionar las brigadas de operación
- debe poder anticiparse a condiciones climatológicas adversas

Este indicador es sumamente sensible a la existencia de fenómenos extraordinarios (fenómenos climáticos severos, tempestades etc.) ya que se producen saturaciones de los servicios encargados de la reposición, sobre todo, en redes de tipo aérea.

Indicador Tc y Ts Tiempo Total de Interrupción

$$T_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \cdot t(i)}{C_s} \text{ (horas)}$$

$$T_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i) \cdot t(i)}{P_s} \text{ (horas)}$$

El mismo se ve afectado por el conjunto de factores de los indicadores anteriormente citados.

Anexo.

. Informaciones relativas a dimensiones y características de las empresas

Para permitir una mejor evaluación y comparación de datos, presentamos las principales características y dimensiones de los sistemas de las empresas y sus mercados. Se presentan informaciones de las empresas donde se indican:

Datos de redes de las empresas

Se presentan informaciones de las empresas donde se indican:

- País
- Área de Concesión (km²)
- Población
- Extensión de Redes (km)
 - Alta Tensión
 - Media Tensión
 - Baja Tensión
- Clientes
 - Urbanos
 - Rurales
- Composición del Mercado
 - Residenciales
 - Comerciales
 - Industriales
 - Otros
- Demanda Pico (MW)
- Consumo Anual por Consumidor (kWh/Cliente)

PLANILLA 1: Dimensión de las empresas

Empresa	Área de concesión (km²)	Población	EXTENSIÓN DE REDES (km)							N° de centros de transformación	Clientes		
			ALTA TENSIÓN		MEDIA TENSIÓN		BAJA TENSIÓN		Total		Urbanos	Rurales	Totales
			AÉREA	SUBT.	AÉREA	SUBT.	AÉREA	SUBT.					
67	17.118	5.188.883			18.641	53	18.589	32	37.314	67.665	751.735	604.004	1.355.739
92	4.572	2.211.857			5.049	25	5.624	22	10.721	26.863	428.053	163.170	591.223
51	4.696	1.613.209			5.594	7	5.378	10	10.988	19.726	189.440	198.954	388.394
63	37.234	2.071.016	743		19.771	135	29.740	939	51.328	30.294	546.347	273.414	819.761
77	22.782	630.150	516		7.729	28	4.640	150	13.063	16.595	132.754	62.473	195.227
97	1.580	307.927			1.241	7	1.405	0	2.653	3.792	25.065	53.000	78.065
57	6.270	1.055.890			6.756	13	6.182	0	12.951	17.284	109.177	188.880	298.057
76	56.287	1.334.489	1.130		13.580	425	7.955	706	23.796	12.379	350.145	6.866	357.011
53	27.376	1.027.852			17.040		21.372		38.412	46.851	291.655	736.197	1.027.852
34	75.519	606.256			13.856		14.018		27.874	37.258	211.681	394.575	606.256
52	3.897		55		8.048	34	9.334	5	17.477		374.261	160.400	534.661
45	1.290				1.263		300		1.563	5.571			
56	61.377	6.534.857	3.032		47.666	862	35.837	2.121	89.518	126.310	1.696.759	494.881	2.191.640
38	702	488.839	9		1.213	75	2.823	581	4.701		147.085	20.515	167.600
82	5.402	997.600	365		2.456	30	2.661	213	5.725	2.359	195.685	32.223	227.908
66	14.456	9.840.818	1.247		17.065	3.481	25.455	2.907	50.154	69.267	2.717.658	233.183	2.950.841
30	2.687	2.351.412	281	7	10.948	109	9.174		20.519	21.260	435.410	98.154	533.564
48	1.845	569.000	17		2.357	72	2.324	429	5.200	8.050	160.797	18.587	179.384
79	6.081	4.458.273			7.482	447	7.900	413	16.242	53.462	675.275	512.977	1.188.252

PLANILLA 2: Dimensión de las empresas (continuación)

Empresa	Área de concesión (km²)	Población	EXTENSIÓN DE REDES (km)							N° de centros de transformación	Clientes		
			ALTA TENSIÓN		MEDIA TENSIÓN		BAJA TENSIÓN		Total		Urbanos	Rurales	Totales
			AÉREA	SUBT.	AÉREA	SUBT.	AÉREA	SUBT.					
93	1.214	307.183			1.134	5	789	17	1.945	7.382	78.755	16.635	95.390
94	4.287	1.873.225			4.446	84	5.620	61	10.210	17.513	186.339	188.705	375.044
50	175.016	3.286.314	3.990	819	47.766	3.324	23.649	3.729	83.277	51.981	1.220.632	192.477	1.413.109
99	12.155	3.245.222	413	2	7.907	509	7.869	1.768	18.467	38.570	716.202	369.915	1.086.117
100	30.272	1.111.489	290	7	9030	99	777	116	10.320	21.557	183.262	192.276	375.538
101	921	1.900.000	N.A.	N.A.	2.948	405	3.110	310	6.773	29.363	546.203		546.203

PLANILLA 3: Composición del mercado

Empresa	COMPOSICIÓN DEL MERCADO (% CLIENTES)				COMPOSICIÓN DEL MERCADO (% ENERGIA VEN)				COMPOSICION POR NIVEL DE TENSION				DEMANDA MÁXIMA PICO (MW)	ENERGIA VENDIDA MWh	CONSUMO ANUAL POR CONSUMIDOR (kWh/cliente)
	RESIDENCIALES	COMERCIALES	INDUSTRIALES	OTROS	RESIDENCIALES	COMERCIALES	INDUSTRIALES	OTROS	ALTA (AT)	MEDIA (MT)	BAJA (BT)	TOTAL			
67	92,3%	7,5%	0,2%	0,0%	37,1%	21,0%	41,9%	0,0%		7.885	1.347.854	1.355.739	730	3.837.643	2.831
92	91,0%	8,7%	0,3%	0,0%	30,6%	19,0%	50,4%	0,0%		3.683	587.540	591.223	430	2.231.877	3.775
51	92,8%	7,0%	0,2%	0,0%	40,5%	21,8%	37,7%	0,0%		2.378	386.016	388.394	173	894.393	2.303
63	89,4%	8,6%	1,2%	0,8%	56,6%	24,9%	9,3%	9,1%		691	750.163	750.854	353	1.803.030	2.401
77	87,6%	8,4%	0,8%	3,3%	52,7%	20,4%	5,2%	21,7%		1.364	193.863	195.227	65	319.279	984
97	93,5%	6,4%	0,1%	0,0%	55,3%	30,2%	14,5%	0,0%		344	77.721	78.065	22	134.812	1.727
57	93,8%	6,1%	0,1%	0,0%	53,0%	25,0%	22,1%	0,0%		1.480	296.577	298.057	104	576.561	1.934
76	86,5%	11,0%	0,2%	2,3%	35,3%	17,5%	15,9%	31,3%		185	356.826	357.011	816	2.474.314	2.820
53	95,9%	3,4%	0,3%	0,3%	78,0%	12,0%	2,0%	4,0%		140	1.027.712	1.027.852	338	1.283.507	1.016
34	95,9%	3,3%	0,2%	0,6%	76,0%	13,0%	1,9%	8,0%		147	606.109	606.256	223	980.776	1.277
45	90,1%	8,3%	0,6%	1,0%	61,9%	18,0%	15,9%	4,2%		7	44.116	44.123	24	108.578	1.690
56	91,2%	7,2%	0,9%	0,8%	37,4%	21,1%	29,5%	12,1%	14	1.759	2.189.867	2.191.640	1.387	9.980.325	
38	88,5%	9,5%	0,6%	1,5%	41,3%	27,8%	12,9%	18,0%	59	99	167.442	167.600	101	527.750	3.149
82	90,4%	6,0%	1,3%	2,2%	28,4%	15,1%	43,7%	12,8%		1.591	226.317	227.908	142	795.485	3.490
66	88,9%	9,4%	1,6%	0,2%	54,7%	27,0%	12,4%	5,9%		1.701	2.949.140	2.950.841	2.265	8.359.197	2.833
30	89,0%	9,3%	0,6%	1,1%	43,5%	20,0%	26,2%	10,3%	1	5.402	528.161	533.564	588	2.845.338	2.609
48	47,9%	27,0%	12,3%	12,8%	33,4%	29,9%	26,6%	10,2%	9	156	179.145	179.310	84	445.190	2.483
79	87,0%	11,9%	0,3%	0,8%	49,0%	33,2%	4,6%	13,2%		3.059	1.185.163	1.188.222	756	3.228.733	2.717

PLANILLA 4: Composición del mercado (continuación)

Empresa	COMPOSICIÓN DEL MERCADO (% CLIENTES)				COMPOSICIÓN DEL MERCADO (% ENERGIA VEN)				COMPOSICION POR NIVEL DE TENSION				DEMANDA MÁXIMA PICO (MW)	ENERGIA VENDIDA MWh	CONSUMO ANUAL POR CONSUMIDOR (kWh/cliente)
	RESIDENCIALES	COMERCIALES	INDUSTRIALES	OTROS	RESIDENCIALES	COMERCIALES	INDUSTRIALES	OTROS	ALTA (AT)	MEDIA (MT)	BAJA (BT)	TOTAL			
93	86,8%	12,1%	0,4%	0,6%	42,2%	24,2%	31,5%	2,2%		29	95.361	95.390	105	634.100	
94	92,6%	7,0%	0,3%	0,1%	31,3%	15,0%	51,1%	2,6%		2.668	371.977	374.645	268	1.442.244	3.846
50	90,5%	7,9%	1,1%	0,5%	42,9%	9,3%	45,0%	2,8%	150	721	1.412.238	1.413.109	1.964	8.697.597	2.972
99	85,2%	12,0%	1,3%	1,5%	40,0%	21,9%	24,3%	13,7%	4	573	1.085.540	1.086.117	725	3.875.555	1.732
100	88,3%	8,6%	1,6%	1,5%	40,0%	15,5%	29,5%	15,0%	2	8.313	367.223	375.538	183	996.605	2.654
101	86,7%	13,1%	0,2%	0%	38,5%	44,9%	14,1%	2,6%		102.085	444.118	546.203	616	3.544.295	6.489

Informaciones relativas a los indicadores de las empresas

Se presentan informaciones de las empresas donde se indican:

- Fc, Dc, Tc
- Duración media de reposición
- IKR
 - En redes
 - En elementos
- Tiempo medio de conexión en BT
- Índice de calidad de facturación
- Fs, Ds, Tc

PLANILLA 5: Frecuencia por cliente

	Fc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
67				0,7	7,2	8,0	0,1	0,5	0,6	0,8	7,7	8,5
92				0,4	6,9	7,3	0,1	0,4	0,4	0,4	7,3	7,7
51				0,9	7,4	8,3	0,1	0,8	0,9	1,0	8,2	9,2
63		3,6	4,4	5,3	19,7	25,0	N.A.	N.A.	N.A.	6,1	23,3	29,4
77		2,8	3,1	1,4	3,6	4,9	0,0	0,1	0,2	1,7	6,5	8,2
97				1,5	4,2	5,7	0,0	0,3	0,3	1,5	4,5	6,0
33												9,0
32												5,5
57				1,1	8,3	9,5	0,1	0,5	0,6	1,2	8,8	10,0
54												23,9
47												13,4
44												15,6
76		2,0	2,0	1,0	6,7	7,6				1,0	8,6	9,6
42												18,0
90												30,3
89												14,9
58												26,7
95												34,8
39												16,6
96												5,4
52		0,0	0,4	1,3	2,9	4,2	0,1	0,5	0,6	1,8	3,4	5,2
53		0,0	0,0	0,5	5,5	6,0	0,0	0,5	0,5	0,5	6,0	6,5
34		0,0	0,0	0,7	8,4	9,2	0,0	0,6	0,6	0,7	9,0	9,8
45				167,0	1.486,0	1.653,0	99,0	3.152,0	3.152,0	266,0	4.638,0	4.904,0
56		N.A.	N.A.	0,3	2,9	3,2	1,3	6,2	7,6	1,3	6,2	7,6
38				1,1	19,9	21,0				1,1	19,9	21,0

PLANILLA 6: Frecuencia por cliente (continuación)

	Fc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
82		2,9	5,7	4,2	0,2	4,5	0,0	0,0	0,0	7,0	3,2	10,2
66		0,1	0,1	0,6	9,6	10,2	N.A.	N.A.	N.A.	0,6	9,7	10,3
30		0,6	0,6	0,1	6,9	7,0	0,1	0,2	0,3	0,1	7,8	7,9
48				3,5	20,1	23,6				3,5	20,1	23,6
79		0,0	0,0	0,6	6,9	7,5	0,0	0,0	0,0	0,6	6,9	7,5
93		0,0	0,0	1,8	4,0	5,7	0,0	0,9	0,9	1,8	4,8	6,6
43												18,0
94				1,6	11,6	13,2		0,0	0,0	1,6	11,6	13,2
50		0,9	0,9	0,6	3,2	3,8	0,0	0,2	0,2	0,7	4,2	4,9
59												12,9
68												10,0
1												3,7
2												8,2
3												4,2
78												8,1
4												7,5
5												1,7
6												6,3
7												13,9
8												0,4
9												8,7
10												10,5
11												4,5
74												8,6
71												10,0

PLANILLA 7: Frecuencia por cliente (continuación)

	Fc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
12												12,0
49												13,9
65												7,6
83												6,3
13												7,9
14												6,0
84												5,8
15												6,6
16												5,4
17												8,6
37												4,5
55												5,7
46												2,7
18												5,5
73												6,6
40												6,0
19												9,2
72												4,8
31												6,8
20												5,1
85												7,8
21												8,5
35												7,1
22												18,6
62												7,5

PLANILLA 8: Frecuencia por cliente (continuación)

	Fc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
80												8,1
23												17,7
70												9,3
60												8,6
24												3,0
64												5,0
69												7,2
61												8,0
75												8,7
41												9,5
86												24,5
25												21,1
87												8,1
88												20,3
26												26,6
36												55,8
27												37,7
81												34,1
28												26,7
29												62,3
91												17,5
100	0,2	1,8	2,0	0,4	8,5	8,9	0,4	0,2	0,6	0,9	10,6	11,5
101				0,19	13,05	13,24						13,24

PLANILLA 9: Duración por cliente

	Tc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales
67				2,3	16,8	19,0	0,4	1,5	1,9	2,7	18,3	21,0
92				1,7	12,2	13,8	0,5	1,1	1,6	2,1	13,3	15,5
51				3,2	17,2	20,4	0,7	1,3	2,0	3,9	18,5	22,4
63	6,9	2,6	9,4	7,3	25,6	32,9	N.A.	N.A.	N.A.	14,2	28,1	42,3
77	0,7	2,0	2,7	2,6	6,9	9,5	0,1	0,5	0,5	3,4	9,3	12,7
97				2,4	15,4	17,8	0,0	1,7	1,8	2,5	17,1	19,5
33												26,9
32												17,0
57				2,3	25,7	27,9	0,2	2,4	2,5	2,4	28,0	30,5
54												56,7
47												28,6
44												28,7
76	0,0	0,9	0,9	1,3	7,7	9,0				1,3	8,5	9,8
42												40,1
90												48,5
89												24,0
58												51,7
95												62,9
39												43,9
96												17,0
52	0,0	0,0	0,0	2,1	7,1	9,2	0,5	1,1	1,6	2,6	8,2	10,8
53	0,0	0,0	0,0	3,4	31,1	34,4	0,0	4,2	4,2	3,4	35,2	38,6
34	0,0	0,0	0,0	5,6	46,5	52,1	0,0	6,0	6,0	5,6	52,5	58,0
45				335,6	3.974,0	4.309,6	140,3	31.596,6	31.736,9	475,9	35.570,6	36.046,4
56	N.A.	N.A.	N.A.	0,9	4,3	5,2	3,2	11,6	14,8	3,2	11,6	14,7
38				4,7	10,4	15,0				4,7	10,4	15,0

PLANILLA 10: Duración por cliente (continuación)

	Tc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
82	2,6	27,4	30,1	7,0	1,4	8,3	0,0	0,5	0,5	9,6	29,3	38,9
66	0,1	0,1	0,2	2,4	11,2	13,5	N.A.	N.A.	N.A.	2,4	11,2	13,7
30	0,0	0,3	0,3	0,2	8,7	8,9	0,2	0,5	0,7	0,4	9,5	9,9
48				3,6	6,3	9,8				3,6	6,3	9,8
79	0,0	0,0	0,0	0,1	6,2	6,2	0,0	0,0	0,0	0,1	6,2	6,2
93	0,0	0,0	0,0	1,1	3,2	4,3	0,0	0,1	0,1	1,1	3,3	4,4
43												44,0
94				7,6	15,6	23,2		0,1	0,1	7,6	15,7	23,3
50	0,1	0,8	0,9	1,9	6,2	8,2	0,1	1,7	1,8	2,1	8,7	10,8
59												21,3
68												16,1
1												4,7
2												9,8
3												4,6
78												12,81340741
4												6,28
5												2,8
6												7,0
7												20,9
8												0,4
9												7,6
10												10,0
11												6,1
74												16,7
71												22,9

PLANILLA 11: Duración por cliente (continuación)

	Tc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
12												18,0
49												28,1
65												9,6
83												14,2
13												7,8
14												7,1
84												8,2
15												10,1
16												7,6
17												11,4
37												9,4
55												9,3
46												3,4
18												8,6
73												12,4
40												10,1
19												12,7
72												9,3
31												16,0
20												7,3
85												12,1
21												10,7
35												12,9
22												25,7
62												18,7

PLANILLA 12: Duración por cliente (continuación)

	Tc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
80												15,8
23												25,1
70												28,6
60												15,7
24												5,0
64												9,6
69												18,6
61												14,8
75												13,9
41												13,2
86												44,9
25												14,3
87												21,9
88												36,5
26												41,2
36												35,6
27												97,7
81												43,2
28												44,1
29												64,7
91												36,1
100	0,4	0,8	1,3	1,5	8,2	9,7	0,9	0,7	1,6	2,8	9,8	12,5
101					0,3	5,3	5,6					5,6

PLANILLA 13: Duración media por cliente

	Dc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
67				3,1	2,3	2,4	5,9	2,9	3,3	3,3	2,4	2,5
92				4,7	1,8	1,9	5,6	3,2	3,6	4,9	1,8	2,0
51				3,5	2,3	2,5	8,6	1,7	2,3	3,9	2,3	2,4
63	8,7	0,7	2,1	1,4	1,3	1,3	N.A.	N.A.	N.A.	10,1	2,0	3,4
77	2,4	0,7	0,9	1,9	1,9	1,9	2,3	3,7	3,5	2,0	1,4	1,6
97				1,6	3,7	3,1	3,8	5,6	5,5	1,6	3,8	3,3
33												3,0
32												3,1
57				2,0	3,1	3,0	2,6	4,9	4,6	2,1	3,2	3,0
54												2,4
47												2,1
44												1,8
76	2,5	0,4	0,4	1,4	1,1	1,2				1,4	1,0	1,0
42												2,2
90												1,6
89												1,6
58												1,9
95												1,8
39												2,6
96												3,1
52	0,1	0,0	0,1	1,6	2,5	2,2	4,0	2,2	2,6	1,4	2,4	2,1
53	0,0	0,0	0,0	7,3	5,6	5,7	3,5	8,1	8,1	7,3	5,8	5,9
34	0,0	0,0	0,0	7,5	5,5	5,7	3,9	9,8	9,8	7,5	5,8	5,9
45				2,0	2,7	4,7	1,4	10,0	11,4	3,4	12,7	16,1
56	N.A.	N.A.	N.A.	2,6	1,5	1,6	2,4	1,9	1,9	2,4	1,9	1,9
38				4,2	0,5	0,7				4,2	0,5	0,7

PLANILLA 14: Duración media por cliente (continuación)

	Dc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
82	1,0	9,3	5,3	1,6	5,9	1,9	0,0	10,3	10,3	1,4	9,1	3,8
66	5,0	0,7	1,0	4,1	1,2	1,3	N.A.	N.A.	N.A.	4,1	1,2	1,3
30	0,0	0,5	0,5	3,0	1,3	1,3	3,5	2,2	2,5	3,3	1,2	1,2
48				1,0	0,3	0,4				1,0	0,3	0,4
79	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	1,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	0,8
93	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8	0,7	0,0	0,2	0,2	0,6	0,7	0,7
43												2,4
94				4,8	1,3	1,8		4,4	4,4	4,8	1,3	1,8
50	2,5	0,9	1,0	3,1	2,0	2,2	3,9	9,5	9,1	3,1	2,1	2,2
59												1,7
68												1,6
1												1,2
2												1,2
3												1,1
78												1,6
4												0,8
5												1,6
6												1,1
7												1,5
8												0,9
9												0,9
10												1,0
11												1,4
74												1,9
71												2,3

PLANILLA 15: Duración media por cliente (continuación)

	Dc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
12												1,5
49												2,0
65												1,3
83												2,2
13												1,0
14												1,2
84												1,4
15												1,5
16												1,4
17												1,3
37												2,1
55												1,6
46												1,3
18												1,6
73												1,9
40												1,7
19												1,4
72												1,9
31												2,4
20												1,4
85												1,6
21												1,3
35												1,8
22												1,4
62												2,5

PLANILLA 16: Duración media por cliente (continuación)

	Dc											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
80												2,0
23												1,4
70												3,1
60												1,8
24												1,7
64												1,9
69												2,6
61												1,8
75												1,6
41												1,4
86												1,8
25												0,7
87												2,7
88												1,8
26												1,6
36												0,6
27												2,6
81												1,3
28												1,6
29												1,0
91												2,1
100	2,3	0,5	0,7	4,0	1,0	1,1	2,4	2,9	2,6	3,0	0,9	1,1
101				1,7	0,4	0,4						0,4

PLANILLA 17: Duración media reposición

	DMR											
	AT			MT			BT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales									
67				5,66	4,46	4,50	4,72	4,98	4,98	5,52	4,77	4,79
92				5,75	3,12	3,23	4,81	3,84	3,84	5,56	3,57	3,60
51				6,03	4,39	4,47	5,31	4,93	4,93	5,96	4,71	4,74
63	7,15	0,65	0,85	1,55	1,06	1,12	N.A.	N.A.	N.A.	8,70	1,70	1,97
77	2,24	0,76	0,90	4,16	6,01	5,56	2,75	4,83	4,51	0,01	5,31	4,99
97				5,38	5,22	5,22	4,76	6,01	6,01	5,29	5,69	5,68
57				5,01	5,57	5,55	4,01	5,98	5,98	4,86	5,82	5,80
52	0,00	2,07	2,07	0,53	5,92	6,45	2,92	0,00	2,92	3,45	7,99	11,44
53	0,00	0,00	0,00	7,25	5,40	12,66	3,32	8,32	11,65	10,58	13,73	24,30
34	0,00	0,00	0,00	7,36	5,34	12,70	2,83	9,90	12,73	10,19	15,24	25,43
45				2,00	2,67	4,67	1,41	10,02	11,43	3,41	12,69	16,10
56	N.A.	N.A.	N.A.	2,35	1,26	0,96	2,63	3,13	3,07	2,63	3,13	3,06
38				4,97	2,35	7,33				4,97	2,35	7,33
82	8,56	1,09	9,64	5,30	1,68	6,99	2,13	1,68	3,81	15,99	4,45	20,44
30	0,00	0,18		1,70	2,72		1,86	2,22				
48				4,62	8,74	7,73				4,62	8,74	
79	0,00	0,00	0,00	0,17	1,91	2,08	0,00	0,00	0,00	0,17	1,91	2,08
93	0,00	0,00	0,00	2,21	2,52	4,73	0,00	4,85	4,85	2,21	7,37	9,58
94				4,31	2,77	7,07		4,42	4,41	4,31	7,18	11,49
100	2,20	0,35	0,74	3,82	3,23	3,32	4,67	6,52	5,39	2,20	3,52	3,03
101				1,14	0,41	0,43						

PLANILLA 18: Indicadores por potencia

	Fs								
	AT			MT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales
67				0,64	6,11	6,75	0,64	6,11	6,75
92				0,25	5,38	5,63	0,25	5,38	5,63
51				0,85	6,61	7,46	0,85	6,61	7,45
63	0,58	3,01	3,59	4,67	26,69	31,36	5,26	29,70	34,96
77	0,22	2,39	2,62	1,27	3,41	4,69	1,50	5,81	7,31
97				1,37	3,94	5,31	1,37	3,94	5,31
57				1,07	7,64	8,71	1,07	7,64	8,71
76	0,01	2,00	2,01	0,98	6,93	7,91	0,98	8,93	9,92
52	0,03	0,00	0,03	2,07	7,09	9,16	2,10	7,09	9,19
53	0,00	0,00	0,00	0,53	6,07	6,60	0,53	6,07	6,60
34	0,00	0,00	0,00	0,85	9,17	10,02	0,85	9,17	10,02
45				33,00	64,00	97,00	33,00	64,00	97,00
56	N.A.	N.A.	N.A.	0,40	2,74	3,14	0,40	2,74	3,14
38				0,09	1,73	1,82			1,82
66	0,01	0,15	0,16	0,47	9,00	9,47	0,49	9,15	9,63
30	0,00	0,54	0,54	0,07	7,51	7,58	0,07	8,05	8,12
48				3,71	23,72	27,43	3,71	23,72	27,43
79	0,00	0,00	0,000	0,07	6,59	6,66	0,068	6,59	6,66
93	0,00	0,00	0,000	1,77	3,95	5,72	1,77	3,95	5,72
94				0,73	5,30	6,03	0,73	5,30	6,03
99			1,44			1,10			2,54
100	0,27	2,37	2,64	0,42	7,91	8,34	0,69	10,29	10,98
101				0,14	10,93	11,07			11,07

PLANILLA 19: Indicadores por potencia (continuación)

	Ts								
	AT			MT			Totales		
	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales
67				2,00	14,30	16,20	2,00	14,30	16,20
92				1,20	9,00	10,20	1,20	9,00	10,20
51				3,20	15,60	18,90	3,20	15,60	18,90
63	4,72	2,20	6,90	6,30	20,70	27,00	11,00	22,90	33,90
77	0,58	1,70	2,30	2,30	7,00	9,30	2,90	8,70	11,60
97				2,30	15,10	17,40	2,30	15,10	17,40
57				2,00	24,30	26,40	2,00	24,30	26,40
76	0,02	1,00	1,00	1,60	9,50	11,20	1,70	10,60	12,20
52	0,08	0,00	0,10	1,60	2,50	4,10	1,70	2,50	4,10
53	0,00	0,00	0,00	3,80	31,00	34,80	3,80	31,00	34,80
34	0,00	0,00	0,00	6,40	44,20	50,60	6,40	44,20	50,60
45				79,10	62,90	142,00	79,10	62,90	142,00
56	N.A.	N.A.	N.A.	1,00	3,00	4,00	1,00	3,00	4,00
38				0,40	1,00	1,30			1,30
66	0,08	0,10	0,20	2,10	11,80	13,90	2,20	11,90	14,10
30	0,00	0,30	0,30	0,20	9,20	9,30	0,20	9,50	9,60
48				3,70	9,10	12,90	3,70	9,10	12,90
79	0,00	0,00	0,00	0,50	5,00	5,40	0,50	5,00	5,40
93	0,00	0,00	0,00	1,10	3,20	4,30	1,10	3,20	4,30
94				3,50	6,70	10,20	3,50	6,70	10,20
99			1,10			1,08			2,18
100	0,61	1,23	1,84	1,51	7,81	9,33	2,12	9,04	11,17
101				0,22	4,69	4,91			4,91

PLANILLA 20: Indicadores por potencia (continuación)

	Ds								
	AT		Totales	MT			Totales		
	Programadas	Forzadas		Programadas	Forzadas	Totales	Programadas	Forzadas	Totales
67				3,1	2,3	2,4	3,1	2,3	2,4
92				4,7	1,7	1,8	4,7	1,7	1,8
51				3,8	2,4	2,5	3,8	2,4	2,5
63	8,1	0,7	1,9	1,3	0,8	0,9	9,4	1,5	2,8
77	2,6	0,7	0,9	1,8	2,1	2,0	1,9	1,5	1,6
97				1,7	3,8	3,3	1,7	3,8	3,3
57				1,9	3,2	3,0	1,9	3,2	3,0
76	3,1	0,5	0,5	1,7	1,4	1,4	1,7	1,2	1,2
52	2,7	0,0	2,7	0,8	0,3	0,4	0,8	0,3	0,5
53	0,0	0,0	0,0	7,1	5,1	5,3	7,1	5,1	5,3
34	0,0	0,0	0,0	7,5	4,8	5,0	7,5	4,8	5,0
45				2,4	1,0	3,4	2,4	1,0	3,4
56	N. A.	N. A.	N. A.	2,4	1,1	1,3	2,4	1,1	1,3
38				4,2	0,6	0,7			0,7
66	5,8	0,8	1,2	4,5	1,3	1,5	4,5	1,3	1,5
30	0,0	0,5	0,5	2,3	1,2	1,2	2,3	1,2	1,2
48				1,0	0,4	0,5	1,0	0,4	0,5
79	0,0	0,0	0,0	6,6	0,8	0,8	6,6	0,8	0,8
93	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8	0,7	0,6	0,8	0,7
94				4,7	1,3	1,7	4,7	1,3	1,7
99			0,8			1,0			0,9
100	2,3	0,5	0,7	3,6	1,0	1,1	3,1	0,9	1,0
101				1,6	0,4	0,4			0,4

PLANILLA 21: IKR

	IKR en redes						IKR en elementos		
	AT		MT		BT		TRANSFORMADORES AT/MT y MT/MT	TRANSFORMADORES MT/BT	INTERRUPTORES Y RECONECTADORES
	aerea	subt	aerea	subt	aerea	subt			
67			176,8		271,3		17,8	103,1	
92			196,8		292,3		14,1	80,9	
51			175,0		269,5		13,1	103,8	
63	50,2	N. A.	47,9	77,9	N. A.	N. A.	333,0	4.674,2	2.807,4
77	43,1	0,0	37,9	0,0	45,7	0,0	0,0	0,1	0,0
97			167,3		218,7			19,2	115,3
57			165,1		265,7			28,6	132,3
52	0,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
53			68,2	0,0	74,4	0,0		33,9	499,6
34			83,0	0,0	106,5	0,0		38,9	752,5
45			118,0		1.051,0			27,0	184,0
56	N. A.	N. A.	227,7	115,2	385,4	124,1	N.A.	3,3	4,4
38			12.330,8				13,0	6.121,0	119,0
82	365,0	0,0	2.455,8	29,9	2.660,7	213,4	18,0	2.328,0	52,0
30	6,4		53,6		56,5		34,5	24,4	58,7
48	5,8		145,6	70,6	17,9		592,9	9,5	510,2
79	0,0	0,0	96,9	0,0	78,8	0,0			
93	0,0	0,0	86,0	0,0	339,0	0,0	-	0,1	1,5
94			139,5		188,4				
100	6,3		17,4	8,7			0,0		0,0
101			37,0	6,3			0,0	0,0	0,3

PLANILLA 22: Tiempo medio de conexión en BT e Indicador de calidad de facturación

	TMC (Dias)	ICF
67	3,7	3,3
92	2,2	3,6
51	5,5	3,6
63	5	5,6
77	7,2	29,4
97	2,9	2,1
57	3,2	2,7
76		11,7
53	7,3	57,6
34	8,7	69,6
45	3,7	20,4
56	10,0	100,0
38	5,9	N. A.
82		1,2
30	2,7	8,3
48	2,3	100,0
79	1,9	1,8
93	2,5	24,9
94	3,4	0,0
50	6,3	28,9
99	5,0	18,0
100	5,8	53,0
101	2,5	14,6

PLANILLA 23: Pérdidas

	PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCION (%)		
	Total	Técnicas	No Técnicas
67	9,82	7,73	2,09
92	8,80	6,77	2,03
51	10,44	8,11	2,33
63	12,19	9,67	2,52
77	10,08	6,96	3,12
97	12,98	10,67	2,31
33	17,00	N/A	N/A
57	11,96	10,02	1,94
76	10,40	6,77	3,63
53	19,88	N/A	N/A
34	16,87	N/A	N/A
45	7,74	N/A	N/A
56	7,58	4,27	3,31
38	10,58	N/A	N/A
82	12,69	10,61	2,08
66	7,33	6,77	0,56
30	8,03	7,70	0,33
48	8,17	7,63	0,54
79	5,32	3,19	2,13
93	11,70	N/A	N/A
94	9,69	6,96	2,73
50	17,90	N/A	N/A
99	6,17	4,85	1,31
100	7,13	6,17	0,96
101	10,04	4,44	5,60

PLANILLA 24: Pérdidas (continuación)

Empresa	Pérdidas (%)
37	7,3
78	8,4
40	8,9
58	9
55	9,2
31	9,6
74	9,7
68	9,8
72	10,2
60	10,4
71	10,7
41	11,4
83	12,2
64	12,5
86	12,9
85	13,4
69	13,4
73	13,9
70	14,1
91	14,7
88	15,2
62	16,6
80	18
59	18,1
49	19,4
35	22,5
22	26,7
81	28,3
28	29,8
23	30,7

PLANILLA 25: NIEPI, TIEPI

	NIEPI	TIEPI
Urbana	0,83	0,61
Semiurbana	1,24	1,37
Rural Concentrada	1,38	1,26
Rural Dispersa	2,81	2,66
Total	1,18	1,10



**COMISION DE INTEGRACION
ENERGETICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay
www.cier.org.uy