



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

**COORDINACIÓN INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN**

PROYECTO CIER 06

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

***SUMARIO EJECUTIVO PARA DIVULGACIÓN ABIERTA
INFORME DE RESULTADOS – AÑO 2010***

Diciembre/2011



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN	4
2. EMPRESAS PARTICIPANTES.....	6
3. INFORMACIONES RELATIVAS A DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS	11
<i>DATOS DE REDES DE LAS EMPRESAS</i>	<i>11</i>
<i>DATOS DE MERCADO DE LAS EMPRESAS.....</i>	<i>12</i>
4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO.....	12
<i>INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE (*).....</i>	<i>12</i>
<i>INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA (*).....</i>	<i>12</i>
5. INDICADORES DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN.....	13
6. INDICADORES COMERCIALES	13
7. GRÁFICOS DE RESULTADOS	13
<i>GRAFICO 1: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Fc) TOTAL DE INCIDENCIAS - ORDENADO POR KM DE RED MT/CLIENTE.....</i>	<i>14</i>
<i>GRAFICO 2: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Tc HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS - ORDENADO POR KM DE RED MT/CLIENTE.....</i>	<i>15</i>
<i>GRAFICO 3: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - CLIENTE (Dc HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS - ORDENADO POR KM DE RED MT/CLIENTE.....</i>	<i>16</i>
<i>GRAFICO 4: DURACIÓN MEDIA DE REPOSICIÓN (DMR HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS.....</i>	<i>17</i>
<i>GRAFICO 5: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (Fs) TOTAL DE INCIDENCIAS.....</i>	<i>18</i>
<i>GRAFICO 6: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (Ts HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS.....</i>	<i>19</i>
<i>GRAFICO 7: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - POTENCIA (Ds HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS.....</i>	<i>20</i>
<i>GRAFICO 8: % DE PÉRDIDAS TOTALES POR EMPRESA.....</i>	<i>21</i>
<i>GRAFICO 9: % DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR EMPRESA.....</i>	<i>22</i>
<i>GRAFICO 10: DENSIDAD DE KM RED DE MT / CLIENTE POR 1000.....</i>	<i>23</i>
<i>GRAFICO 11: DENSIDAD DE KM RED DE MT MÁS BT / CLIENTE POR 1000.....</i>	<i>24</i>
ANEXO 1: MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL	25
1. INTRODUCCION.....	26
2. OBJETIVO.....	26
3. DEFINICION DE INDICADORES.....	27
3.1. INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.....	27
3.1.1. TERMINOLOGIA	27
3.1.2. PERIODO DE CONTROL.....	29
3.1.3. INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA	29
3.1.4. INDICADORES GERENCIALES.....	29
3.2. INDICADORES COMERCIALES.....	35
3.2.1. INDICADOR DE CALIDAD DE ATENCIÓN – TIEMPO MEDIO DE CONEXIÓN EN BT.....	35
3.2.2. INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN.....	35
ANEXO 2: COMENTARIOS DE AYUDA AL USO DE LOS RESULTADOS	36
INTRODUCCIÓN	37
<i>INDICADOR Fc y Fs FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN.....</i>	<i>37</i>
<i>INDICADOR Dc y Ds DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES.....</i>	<i>40</i>
<i>INDICADOR Tc y Ts TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN.....</i>	<i>40</i>



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

CONCLUSIONES.....	41
ANEXO 3: MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO EN ESPAÑA.....	42
MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO EN ESPAÑA	43
<i>GRAFICO 12: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Fs vs. NIEPI) TOTAL DE INCIDENCIAS</i>	<i>48</i>
<i>GRAFICO 13: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ts vs. TIEPI) (HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS.....</i>	<i>49</i>
<i>GRAFICO 14: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - SISTEMA (Ds vs. TIEPI/NIEPI) (HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS</i>	<i>50</i>



1. PRESENTACIÓN

Este sumario ejecutivo fue confeccionado para brindar un conocimiento público de los resultados del Proyecto CIER 06 “Indicadores de Calidad del servicio en Empresas de Energía Eléctrica” referente al año 2010. Para hacer público los resultados este sumario relaciona las 94 empresas distribuidoras participantes, las cuales aportan información de sus resultados a través de la identificación de éstas en forma numérica y gráfica.

El informe completo identifica y presenta información detallada relativa a dimensiones y características de las empresas participantes. Constan también en el informe completo las tablas de resultados numéricos relativos a los indicadores. En este Sumario Ejecutivo nos limitamos a mostrar los resultados en forma gráfica.

Se presentan en este informe los indicadores de calidad de servicio que se definen de acuerdo a la siguiente clasificación.

- **Bajo el punto de vista del consumidor**

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

- Frecuencia Media de Interrupción por Cliente
- Tiempo total de Interrupción por Consumidor
- Duración Media de las Interrupciones
- Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención

- **Bajo 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 económico de las interrupciones.

Los indicadores de continuidad del suministro son:

- Frecuencia Media de Interrupción del Sistema
- Tiempo total de Interrupción del Sistema
- Duración Media de las Interrupciones



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

Se presentan también en este informe:

- 1) Resultados relativos a pérdidas técnicas, no técnicas y totales.
- 2) Indicadores de calidad comercial, se evalúa el tiempo de atención a los pedidos de conexión en BT y la calidad de facturación.
- 3) Anexo 1 Los documentos “Manual de Definición de los Indicadores de Calidad de Servicios Distribución y Comercial”
- 4) Anexo 2 “Comentarios de Ayuda al Uso de los Resultados”
- 5) Anexo 3” Manual de Definición y Resultados de los Indicadores de Calidad del Servicio en España“.

Los resultados de este informe fueron preparados por el Grupo Coordinador del ProyectoCIER 06 con base en los indicadores definidos en el proyecto.

Grupo Coordinador:

Ing. Juan José Carrasco –	UTE/UY
Ing. Gabriel Angel Gaudino –	CID/CIER
Ing. Plínio Fonseca –	SEC/CIER

Apoyo Técnico: Alejandro Pardo – Gabriel Monti – Gonzalo Guerrero UTE/UY



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

2. EMPRESAS PARTICIPANTES

ARGENTINA

Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos.	ENERSA ex EDEERSA
Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.	EDEMSA
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A.	EDESTE S.A.
Empresa Distribuidora de Energía Atlántida S.A.	EDEA S.A.
Empresa Distribuidora de Energía de Córdoba	EPEC
Empresa Distribuidora de Energía de Misiones	EMSA
Empresa Distribuidora de Energía de Neuquén	EPEN
Empresa Distribuidora de Energía de Salta	EDESAL
Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A.	EDENOR S.A.
Empresa Distribuidora y Comercializadora del Sur S.A.	EDESUR S.A.
Empresa Provincial de Energía de Santa Fe	EPESF
Energía San Juan S.A.	ESJSA

BOLIVIA

Cooperativa Rural de Electrificación	CRE
--------------------------------------	-----

BRASIL

Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	ELEKTRO
--------------------------------------	---------

CHILE

CGE Distribución S.A.	CGE Distribución
CHILECTRA S.A.	CHILECTRA
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	CONAFE



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	EMELAT
Empresa Eléctrica de Melipilla Colchagua y Maule S.A.	EMELECTRIC

COLOMBIA

Compañía Distribuidora de Energía S.A.	CODENSA
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	CHEC S.A. E.S.P.
Electrificadores del Meta S.A ESP	EMSA
Compañía Energética del Tolima S.A.	ENERTOLIMA

COSTA RICA

Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.	CNFL
----------------------------------------	------

EL SALVADOR

AES El Salvador	AES ES
Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador	CAESS
Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana	CLESA
Distribuidora de Electricidad Del Sur S.A. de C.V	DELSUR
Distribuidora Eléctrica de Usulután	DEUSEM
Empresa Eléctrica de Oriente	EEO

PERÚ

Luz de Sur S.A.A	LDS
------------------	-----

URUGUAY

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas	UTE
--------------------------------------------------------------	-----



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

Empresas de ABRADEE consideradas para complementar informe

AES – Eletropaulo	AES-ELETROPAULO
Ampla Energia e Serviços S/A	AMPLA
Bandeirante de Energia S/A	BANDEIRANTE
Centrais Elétricas de Carazinho S/A	ELETROCAR
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	CELESC
Centrais Elétricas do Pará S/A	CELPA
Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	CEMAT
Companhia Campolarguense de Energia	COCEL
Companhia de Eletricidade do Acre	ELECTROACRE
Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	CELTINS
Companhia Energética Roraima	CERR
Companhia Energética da Borborema	EBO (CELB)
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 Energética do Rio Grande do Norte	COSERN



COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL
Projeto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumário Executivo

Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO
Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP
Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE (NACIONAL)
Companhia Paranaense de Energia	COPEL
Companhia Paulista de Energia Elétrica CPFL-LESTE	CPEE
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL-PAULISTA
Companhia Paulista de Força e Luz JAGUARI	CJE (JAGUARI)
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	CSPE
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SULGIPE
Companhia Luz e Força de Mococa	CLFM (MOCOCA)
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
Eletrobras AM - Companhia Energética do Amazonas	CEAM
Eletrobras RO-Centrais Elétricas de Rondônia S/A	CERON
Eletrobras RR - Boa Vista Energia S/A	BOAVISTA
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema	EEVP
Empresa de Força e Luz Santa Maria	EFLSM
Empresa Elétrica Bragantina S/A	EEB (BRAGANTINA)
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	ENERSUL



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

Empresa Energética de Sergipe S/A	ENERGISA SE
Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda.	URUSSANGA
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	EFLJC (JOÃO CESA)
Energisa MG- Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina	EMG (CATLEO)
Energisa NF- Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	ENF (CENF)
Energisa PB - Sociedade Anônima de Eletrificação do Paraíba	EPB (SAELPA)
Espirito Santo Centrais Elétricas S.A.	ESCELSA
Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	FORCEL
Hidroelétrica Panambi S/A	HIDROPAN
Iguaçu Energia LTDA.	IENERGIA
Light Energia S.A.	LIGHT
Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda.	MUX-ENERGIA
Rio Grande Energia S/A	RGE
Serviço de Eletricidade S/A	CAIUÁ
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.	UHENPAL



3. 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)



Datos de Mercado de las Empresas

Se presentan indicadores de las empresas relativos a la composición del mercado donde se indican:

- País
- Composición del mercado (% Clientes)
- Composición del mercado (%) Energía Vendida)
- Composición por nivel de tensión
- Demanda máxima pico
- Energía vendida
- Consumo anual por consumidor

4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Se presentan indicadores gerenciales bajo el punto de vista de los clientes y el punto de vista del sistema.

Indicadores desde el punto de vista del cliente (*)

Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc)

Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc)

Duración Media de las Interrupciones (Dc)

Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención (DMR o TMA)

Indicadores desde el punto de vista del sistema (*)

Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs)

Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts)

Duración Media de las Interrupciones (Ds)



5. INDICADORES DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN

Se presentan indicadores de pérdidas en redes de distribución clasificadas en técnicas, no técnicas y totales.

6. INDICADORES COMERCIALES

Se presentan indicadores de calidad de atención – Tiempo Medio de Conexión en BT y Calidad de Facturación

7. GRÁFICOS DE RESULTADOS

GRAFICO 1: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (F_c) TOTAL DE INCIDENCIAS - ORDENADO POR KM DE RED MT/CLIENTE

GRAFICO 2: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (T_c HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS - ORDENADO POR KM DE RED MT/CLIENTE

GRAFICO 3: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - CLIENTE (D_c HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS - ORDENADO POR KM DE RED MT/CLIENTE

GRAFICO 4: DURACIÓN MEDIA DE REPOSICIÓN (DMR HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS

GRAFICO 5: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (F_s) TOTAL DE INCIDENCIAS

GRAFICO 6: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (T_s HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS

GRAFICO 7: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - POTENCIA (D_s HORAS) TOTAL DE INCIDENCIAS

GRAFICO 8: % DE PÉRDIDAS TOTALES POR EMPRESA

GRAFICO 9: % DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR EMPRESA

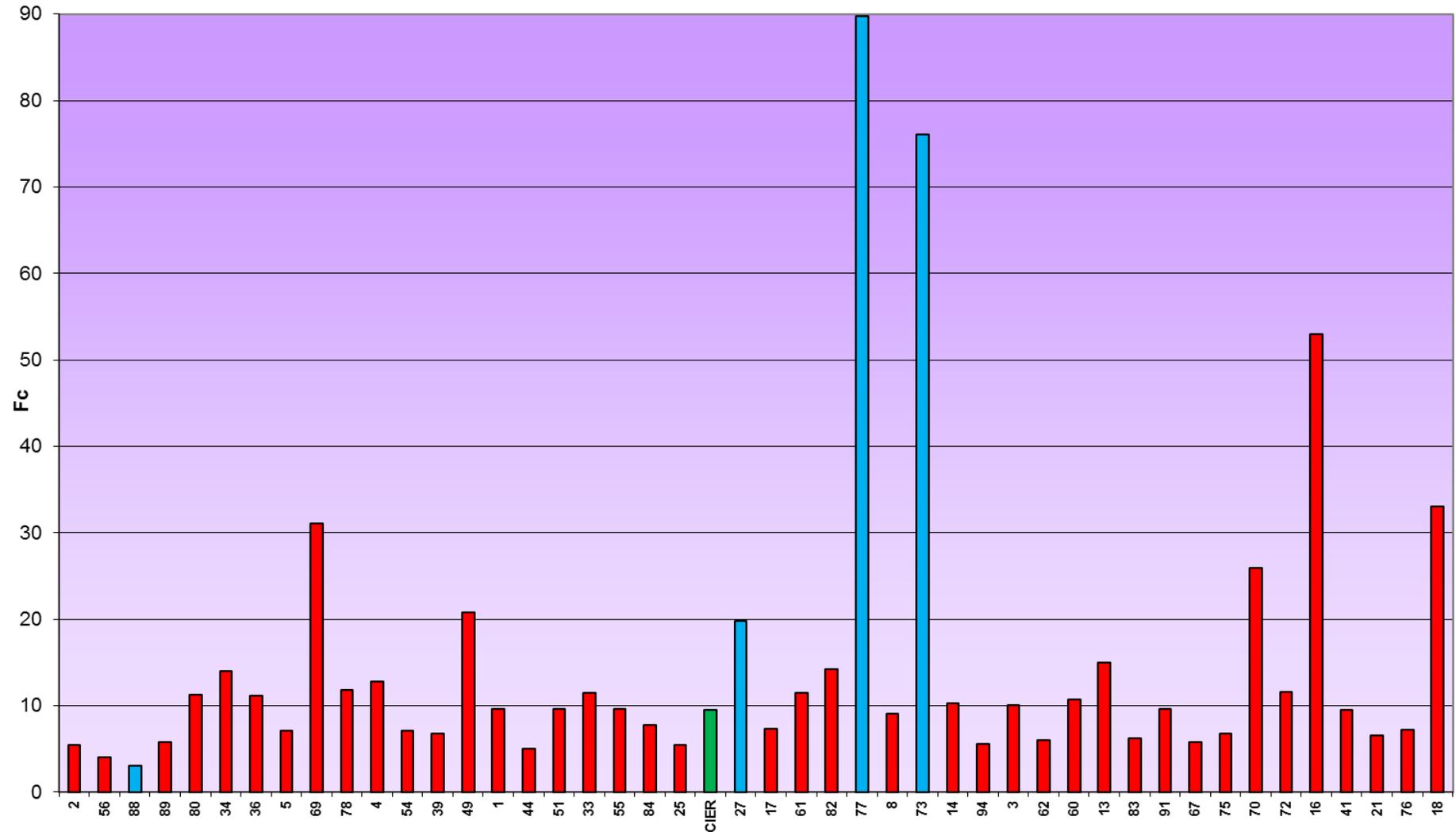
GRAFICO 10: DENSIDAD DE KM RED DE MT / CLIENTE POR 1000

GRAFICO 11: DENSIDAD DE KM RED DE MT MÁS BT / CLIENTE POR 1000



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 1: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) Total de incidencias - ordenado por km de red MT/cliente

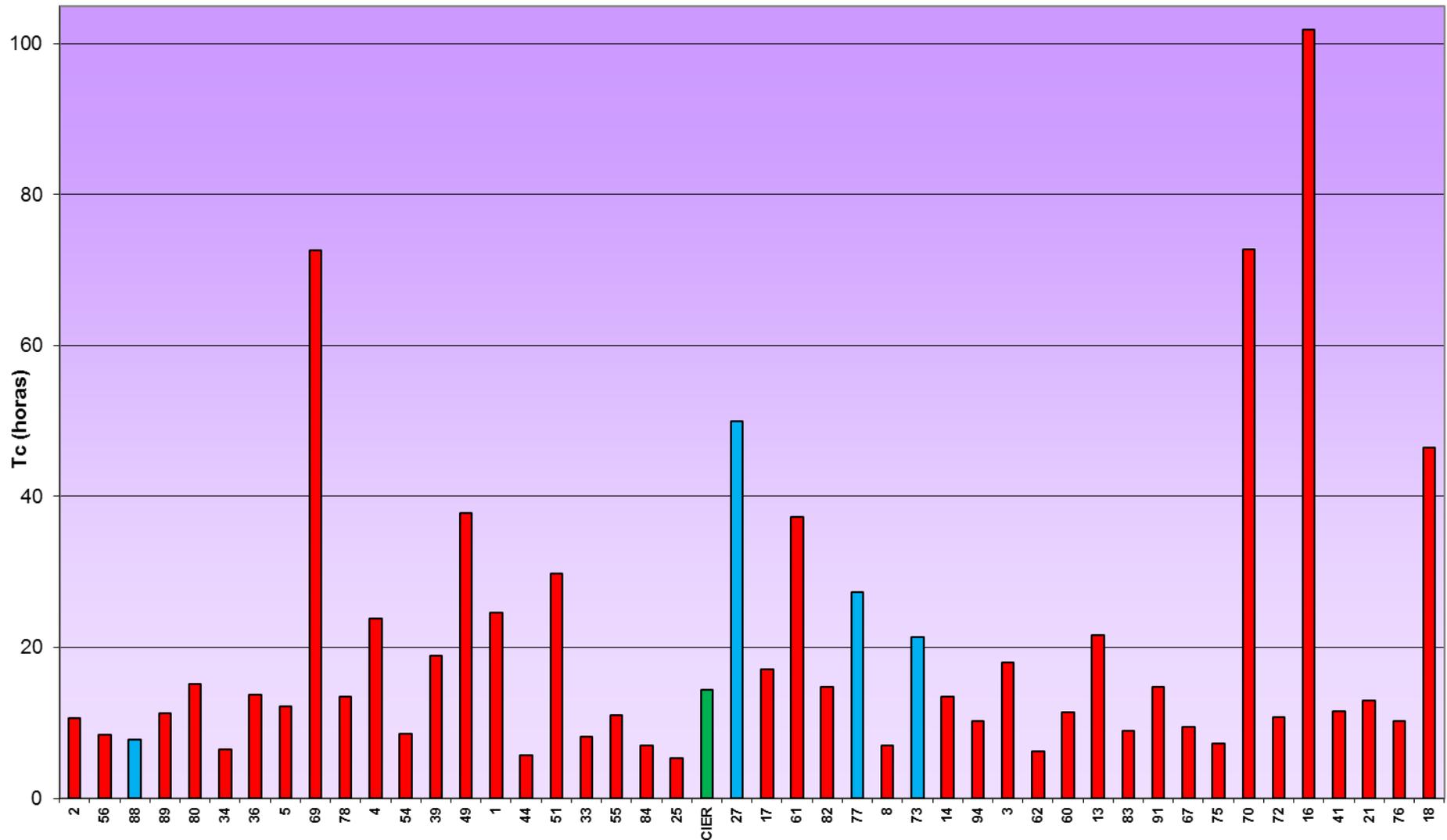


Las empresas resaltadas miden las interrupciones a partir de 1 minuto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
 Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 2: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc horas) Total de incidencias - ordenado por km de red MT/cliente

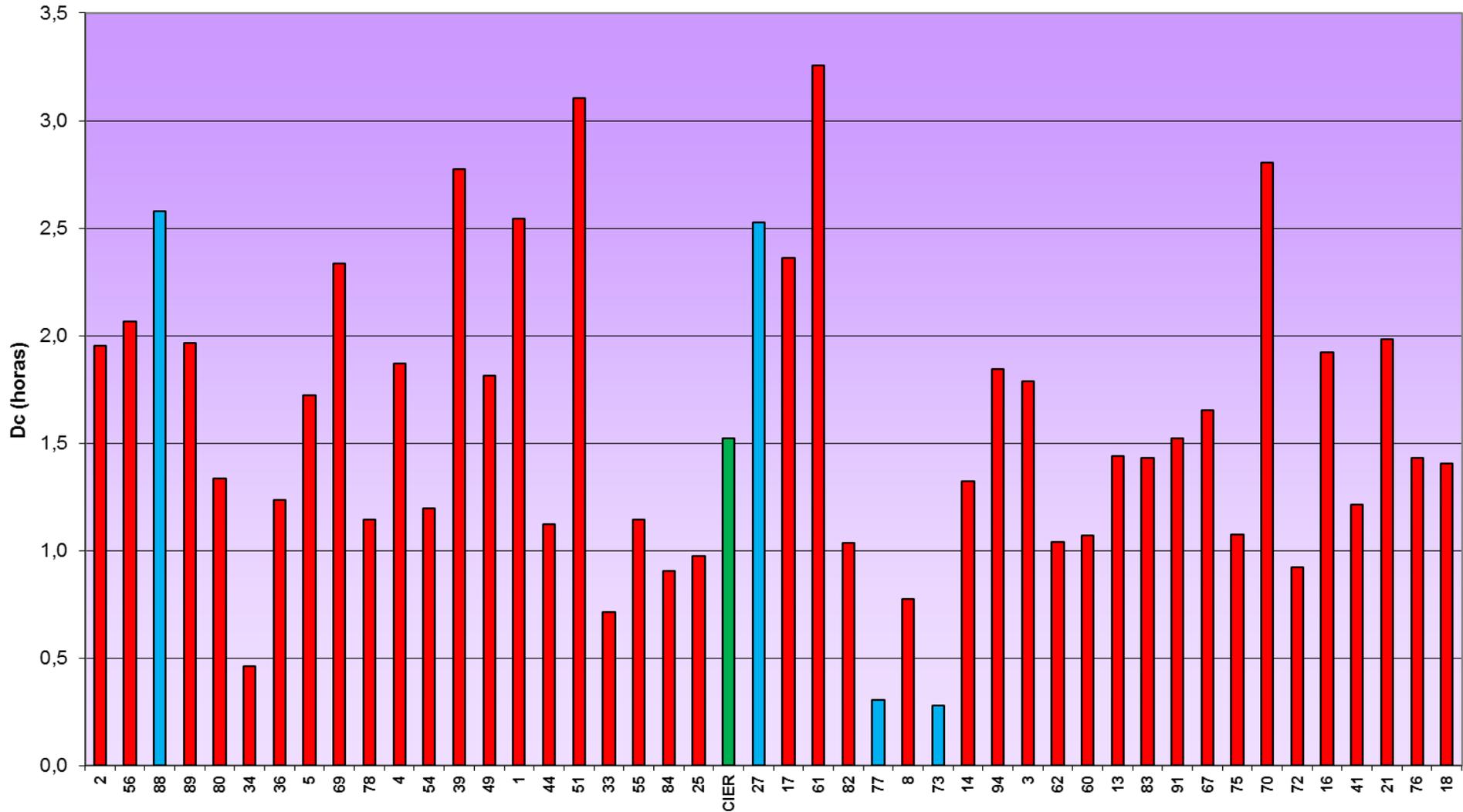


Las empresas resaltadas miden las interrupciones a partir de 1 minuto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
 Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 3: Duración media de las interrupciones - cliente (Dc horas) Total de incidencias - ordenado por km de red MT/cliente

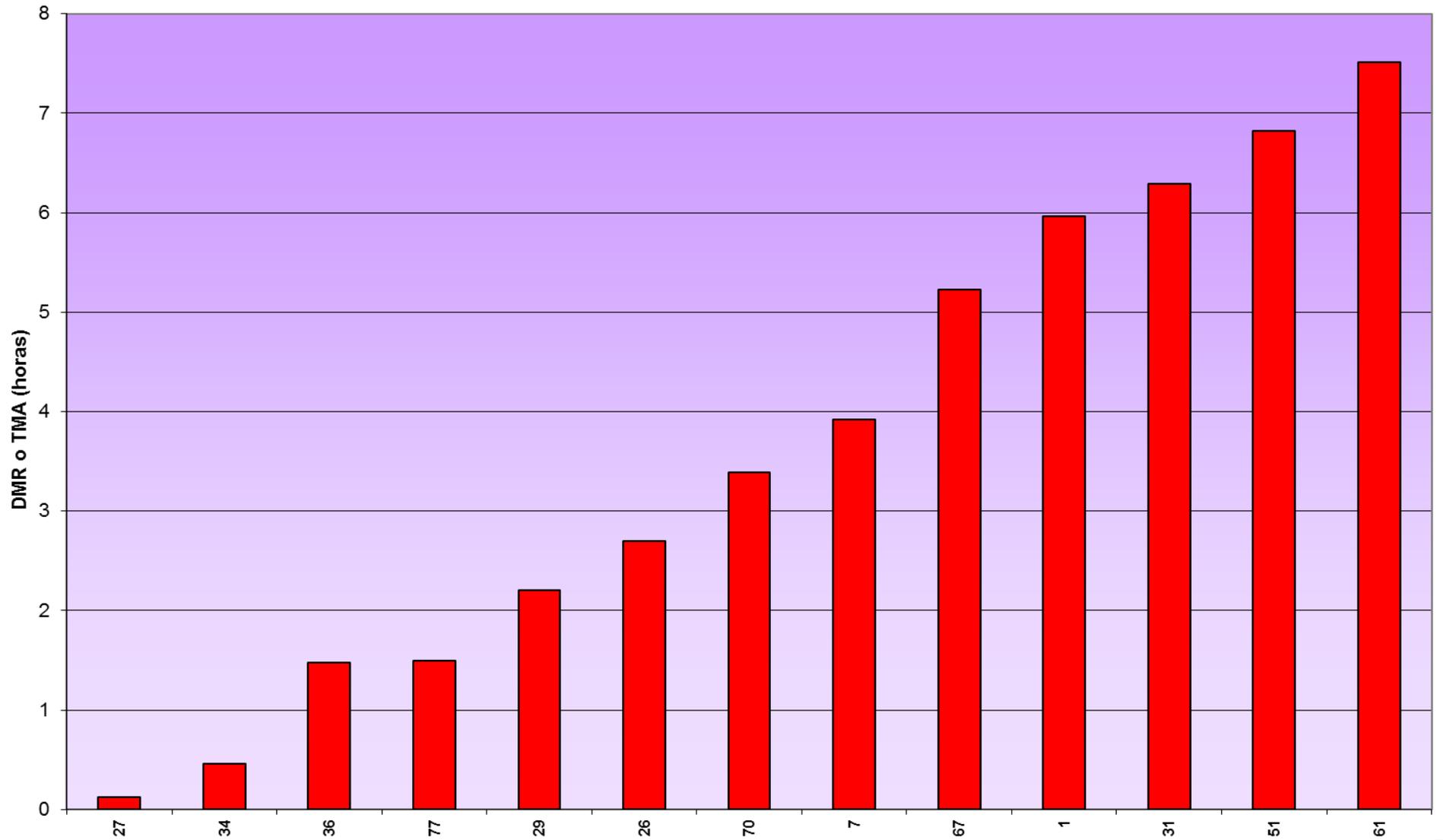


Las empresas resaltadas miden las interrupciones a partir de 1 minuto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

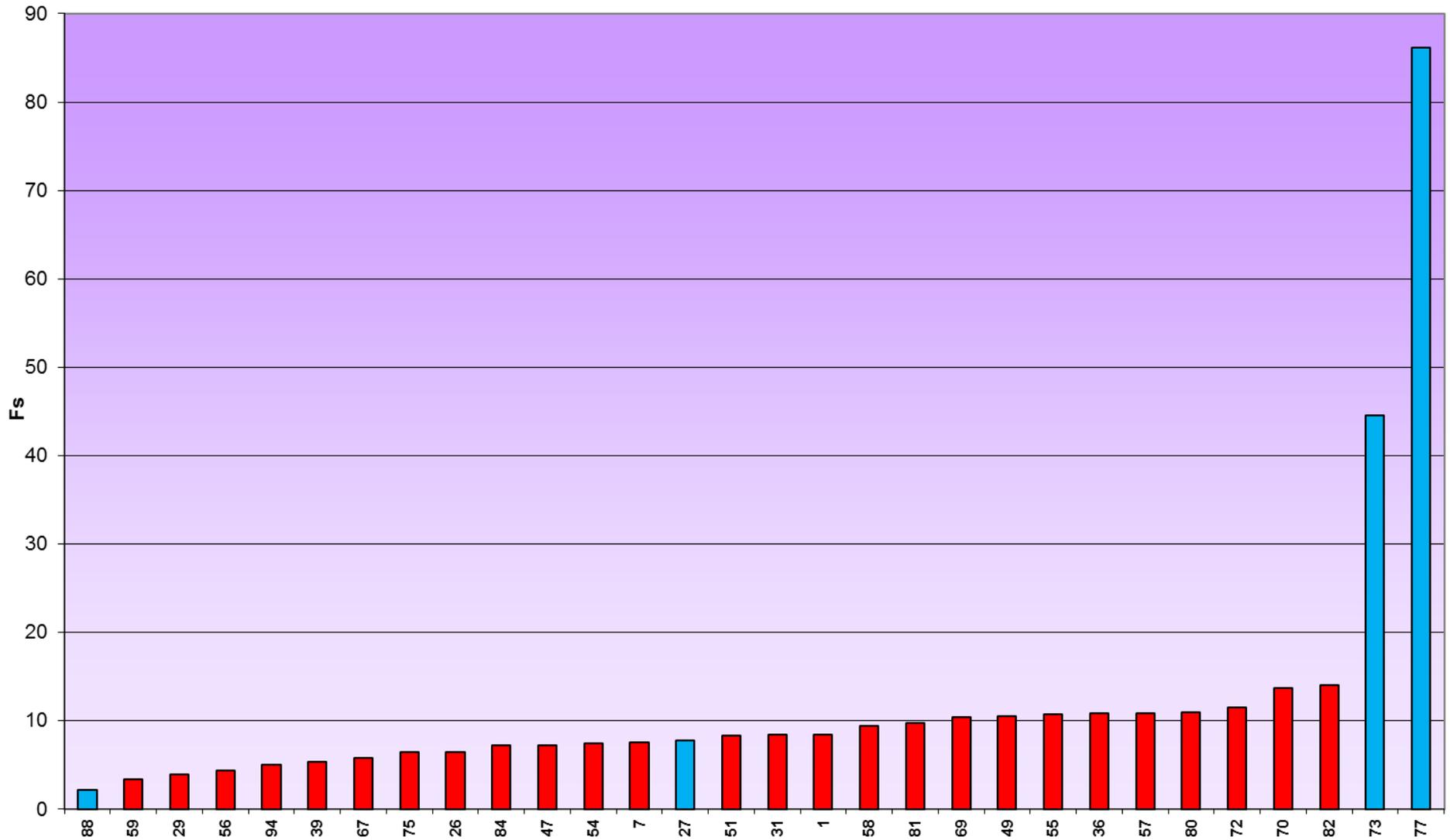
GRAFICO 4: Duración media de reposición (DMR horas) Total de incidencias





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 5: Frecuencia media de interrupción por potencia (Fs) Total de incidencias

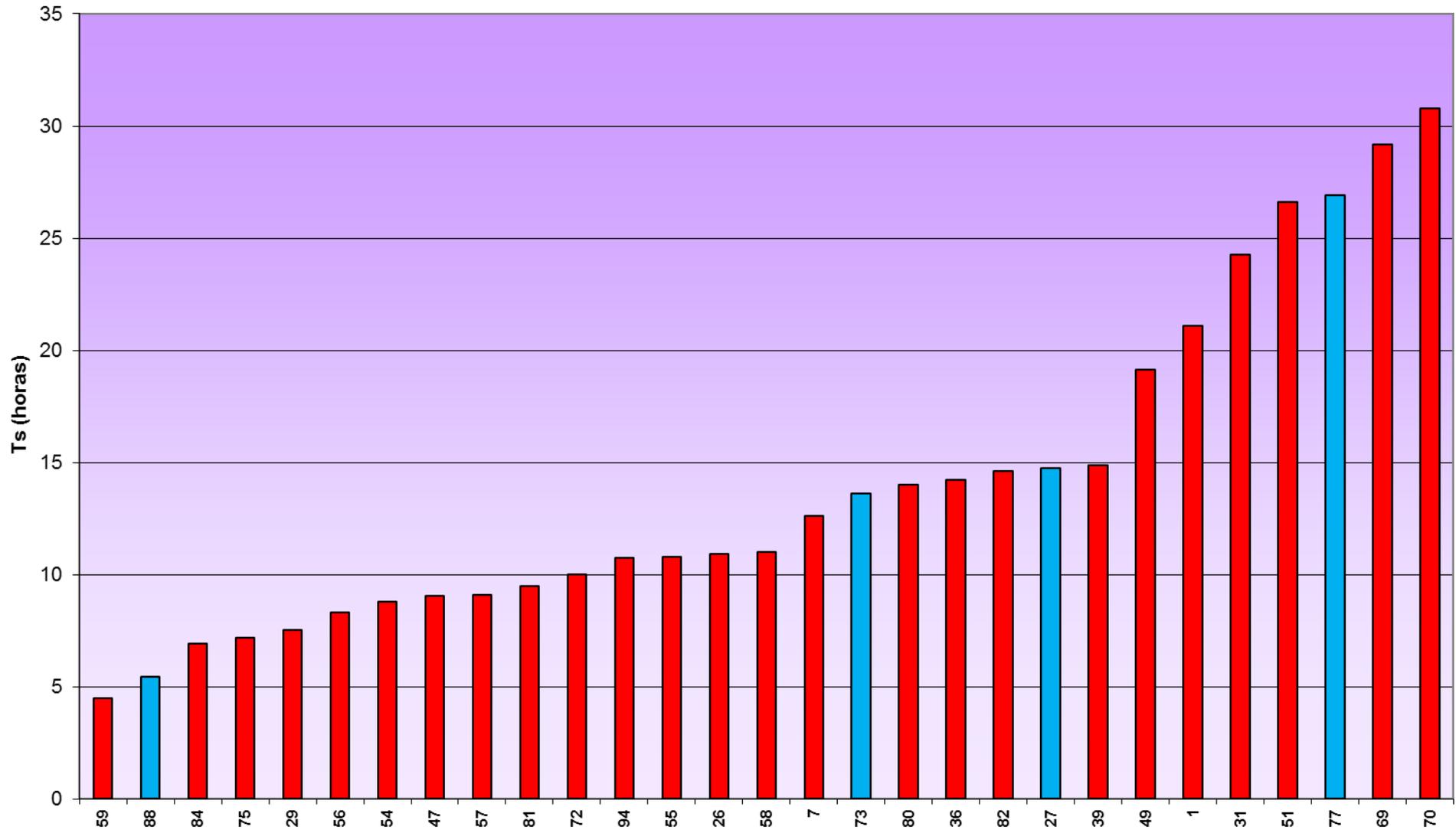


Las empresas resaltadas miden las interrupciones a partir de 1 minuto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 6: Tiempo total de interrupción por potencia (Ts horas) Total de incidencias

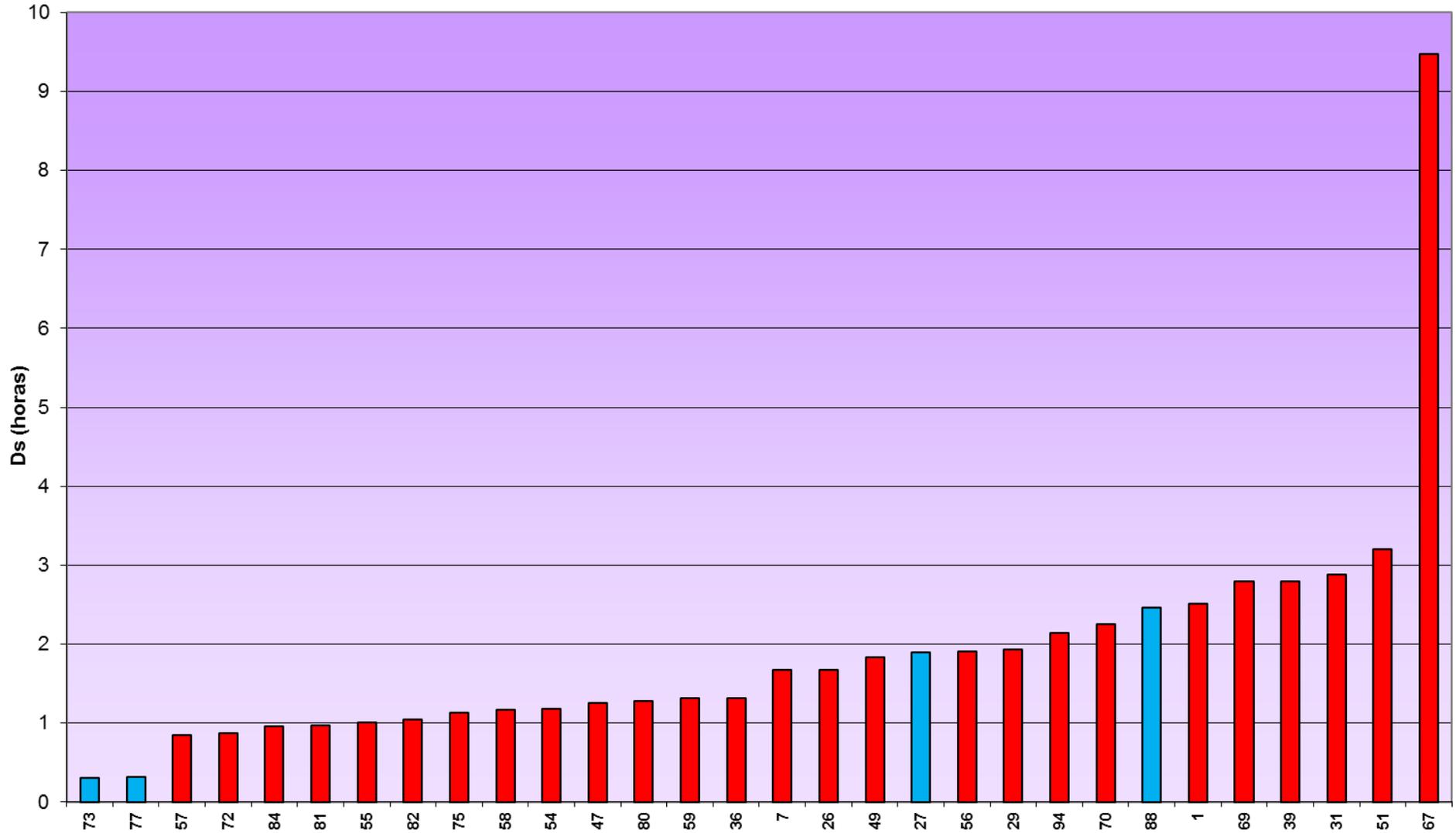


Las empresas resaltadas miden las interrupciones a partir de 1 minuto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
 Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 7: Duración media de las interrupciones - potencia (Ds horas) total de incidencias

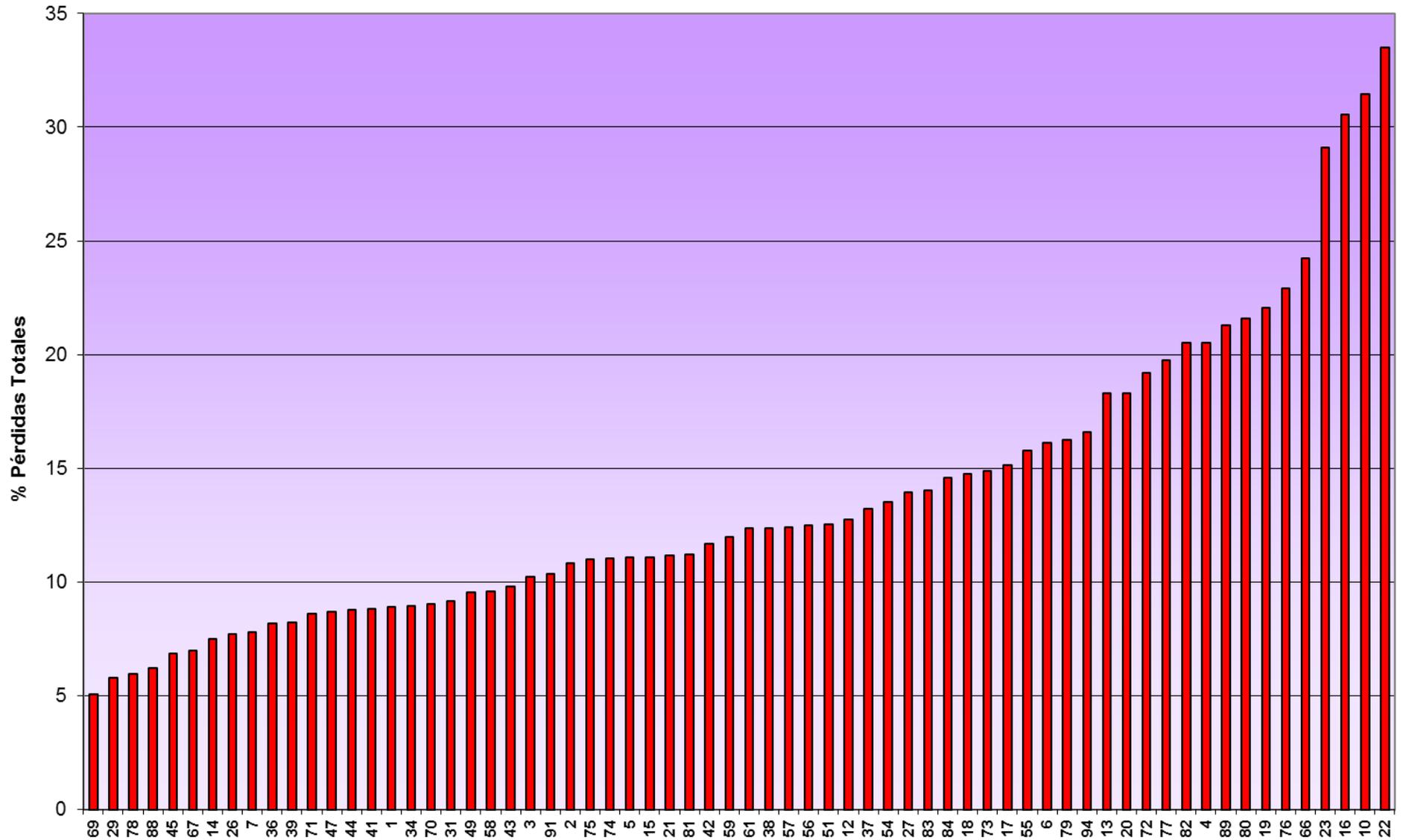


Las empresas resaltadas miden las interrupciones a partir de 1 minuto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

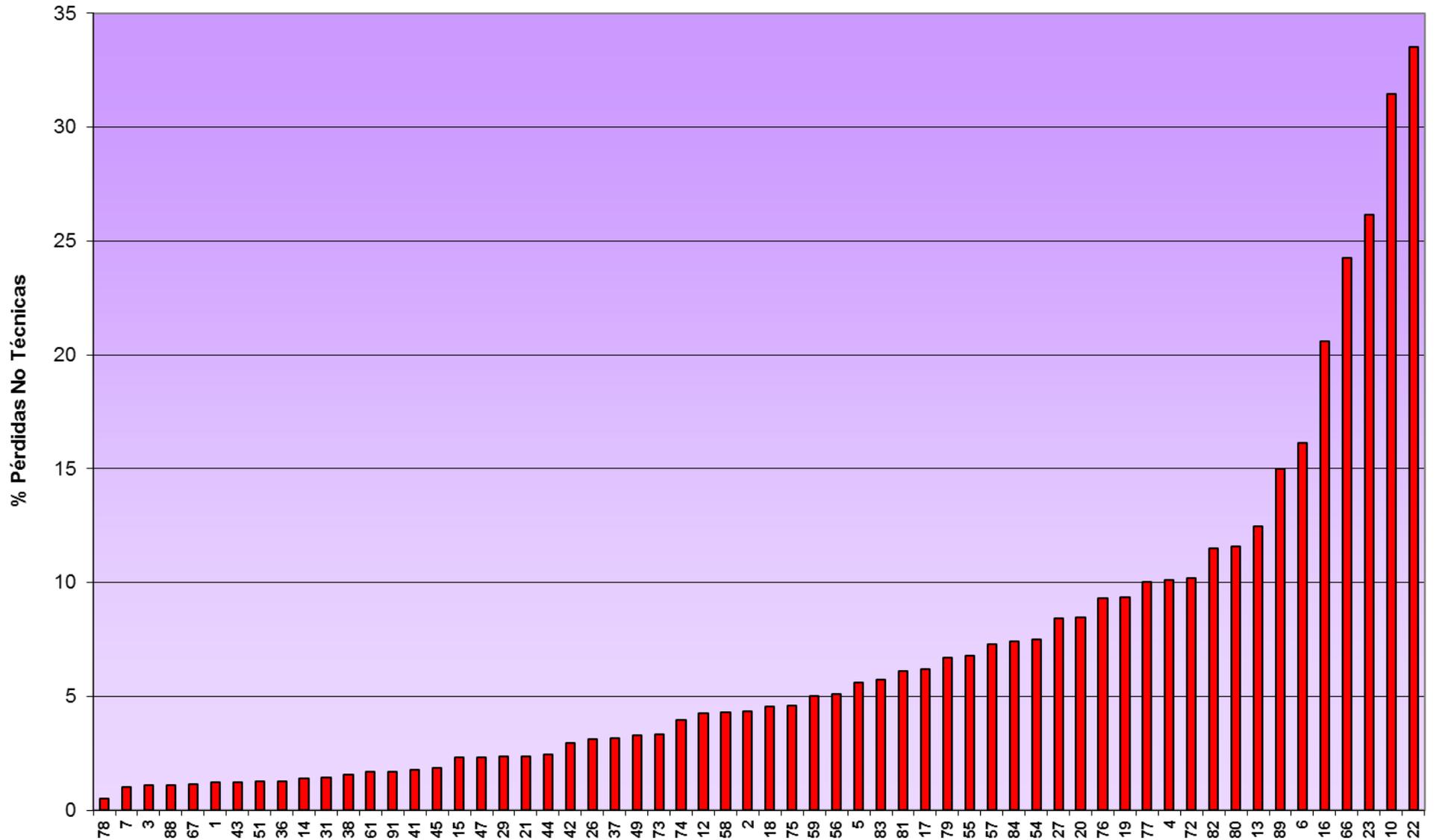
GRAFICO 8: % de pérdidas totales por empresa





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

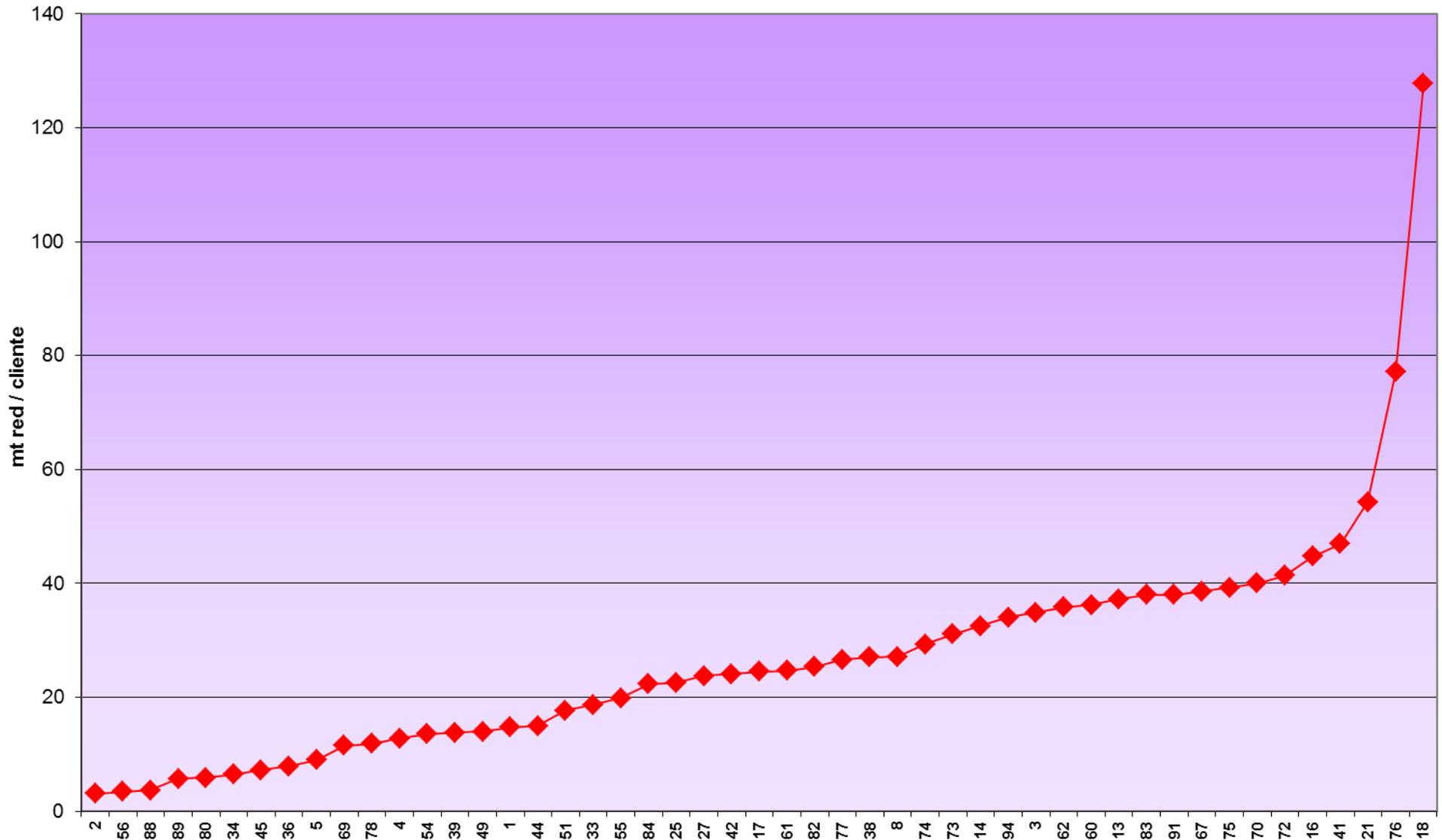
GRAFICO 9: % de pérdidas no técnicas por empresa





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

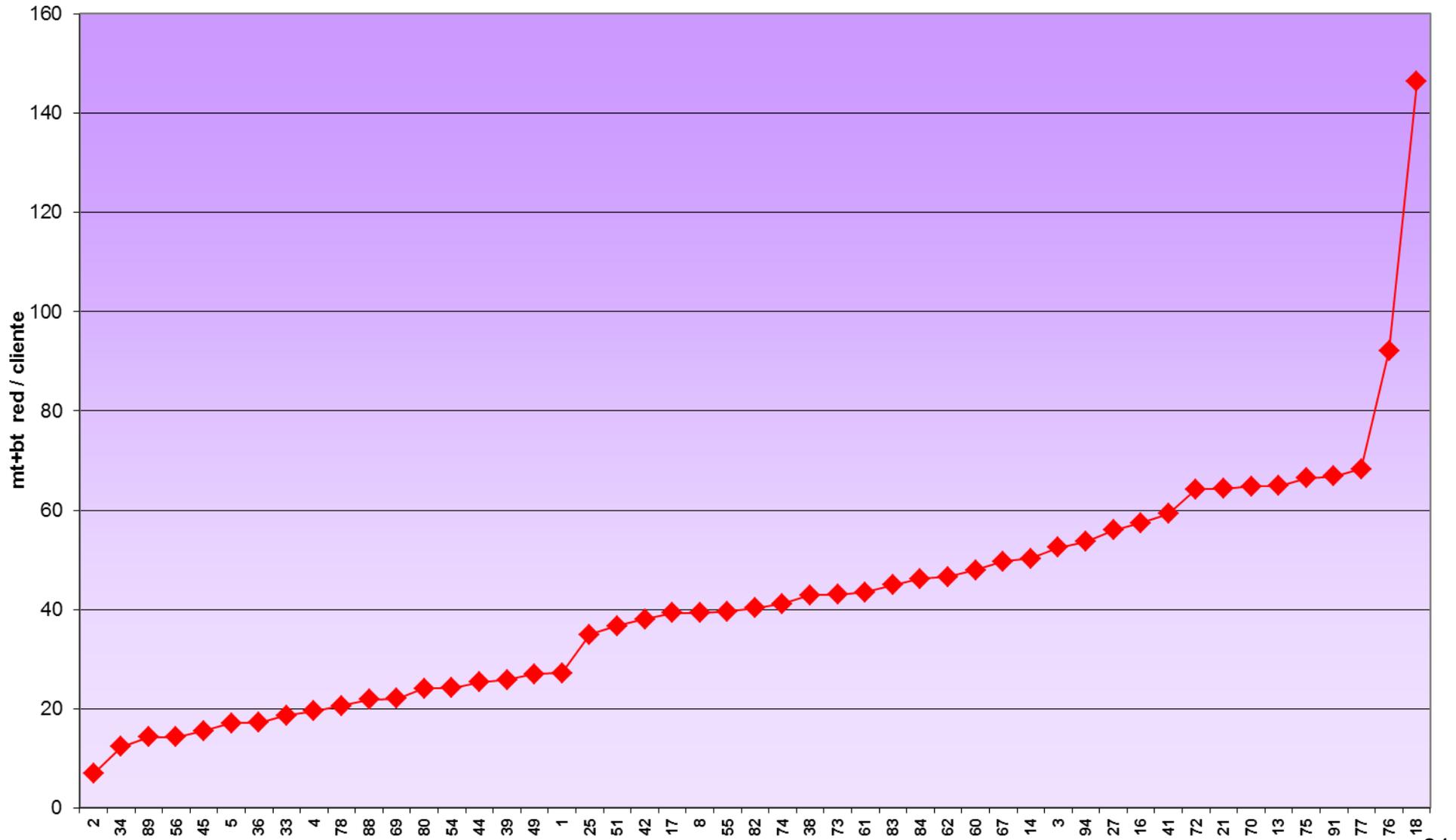
GRAFICO 10: Densidad de km red de MT / cliente por 1000





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 11: Densidad de km red de MT más BT / cliente por 1000





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

ANEXO 1: MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

1. INTRODUCCION

Los conceptos modernos de administración, orientados hacia la satisfacción de los clientes, han llevado a las empresas a determinar sus propios indicadores de calidad, según el nivel de exigencia de la sociedad y, también, según sus intereses políticos y gerenciales. Los procesos de implantación de Marcos Regulatorios y la privatización de las empresas de distribución han colaborado en este sentido.

Por otro lado, las futuras integraciones de los sistemas eléctricos de América del Sur, que establecerán nuevas relaciones comerciales y empresariales, exigirán que la CIER, órgano máximo y de mayor cobertura del continente disponga de una lista mínima de indicadores de desempeño que sean de simple obtención, tengan credibilidad, sean consolidados y que puedan reflejar el desempeño global de las empresas de la región.

El conjunto de indicadores gerenciales es un importante instrumento para el manejo de la Empresa, llegando, inclusive a influenciar en su desempeño en cuanto a productividad y calidad.

En este documento se presenta una propuesta para los indicadores de calidad del Sistema de Estadística CIER. Es una revisión de los definidos en versiones anteriores con el aporte de nuevos índices incluidos en contratos de concesión de empresas distribuidoras.

2. OBJETIVO

El objetivo de esta propuesta es la definición de indicadores de calidad que se adecuen a la situación actual de las empresas de la región. Entendemos que se deben cumplir algunos requisitos para ser útiles para medir el desempeño del sistema.

Se deben poder obtener fácilmente a partir de los datos de la operación del sistema.

Se deben comportar en forma consistente y previsible ante las diferentes alteraciones a que están sujetas a las variaciones del sistema.

Debe ser posible obtenerlos en diferentes niveles de agregación. Esto es en términos locales, regionales, globales, por nivel de tensión, por tipo de falla, periodo, etc.

Deben atender las necesidades de empresas con características distintas, por tamaño, estructura de la red, densidad de clientes.

Deben servir de base para decisiones de carácter gerencial.

Deben atender las necesidades de los clientes y de los órganos reguladores en cuanto a los términos de cuantificación del desempeño del sistema.



3. DEFINICION DE INDICADORES

3.1. 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 validos de comparación de empresas basados en la estructura y tipo de área de concesión.

3.1.1. TERMINOLOGIA

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) **INTERRUPCION:** 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.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

CLASIFICACION 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).

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.

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 cuando éste exista.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

3.1.2. PERIODO DE CONTROL

Se considera un lapso de tiempo de un año.

3.1.3. 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) *Area geográfica de concesión (km²)*
- e) *Composición de mercado: porcentaje de clientes residenciales, comerciales, industriales, otros.*
- f) *Consumo anual por consumidor (kWh/cliente)*
- g) *Población*

3.1.4. INDICADORES GERENCIALES

Los Indicadores Gerenciales se pueden clasificar según tres grandes aspectos:

*** Bajo 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.

*** Bajo 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.

Los indicadores de continuidad del suministro son:

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

A los que agregamos:

- Índice de pérdidas en redes de distribución y comercial.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

*** 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).

Bajo 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.

En cuanto a la duración, es oportuno observar lo siguiente:

*** Duración Media de cada interrupción:**

Caracteriza el tiempo en el cual la empresa coloca sus recursos y facilidades para recuperar el sistema de suministro, y minimizar la interrupción del servicio a sus consumidores.

*** Tiempo total de las interrupciones:**

Caracteriza el tiempo total en que los consumidores fueron afectados por las interrupciones de servicio durante el período considerado. Este efecto involucra la frecuencia y la duración, se trata por lo tanto de un efecto totalizador.

Para los indicadores definidos en a), b), c) y d) se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas.

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.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

(i) : N° 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 (D_c).

Es el período de tiempo que el consumidor medio afectado por la interrupción queda privado de suministro de energía eléctrica.

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

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).**



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

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

Bajo el punto de vista del sistema

Para los indicadores definidos en a), b) y c) se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas.

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) : N° 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 (D_s) :

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.

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

Donde:

$$\begin{aligned} \text{En.ingresada} &= (E_g + E_a + E_c) \\ \text{En.salida} &= (E_v + E_s) \end{aligned}$$

Con:

- E_g = energía autogenerada.
- E_a = energía comprada a los autoprodutores.
- E_c = energía comprada a otras empresas.
- E_v = energía vendida a consumidores.
- E_s = 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.).



Bajo el punto de vista de los componentes

Para este indicador se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión.

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 esta 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



3.2. INDICADORES COMERCIALES

3.2.1. 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.

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

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.

3.2.2 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 a considerar son aquellas e implican un refacturación real por errores en el proceso de medida y facturación que lleven a que la factura no sea correcta.



**ANEXO 2: COMENTARIOS DE AYUDA AL USO DE
LOS RESULTADOS**



INTRODUCCIÓN

Esperamos que el presente informe “Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010” 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.

Como forma de ayuda nos hemos permitido hacer algunas reflexiones, en forma muy simple, sobre los factores que afectan la comparación de los resultados y los indicadores.

Asimismo en los gráficos 9, 10, 16, 17, 23, 24, 32 y 33, hemos ordenado las empresas de acuerdo a indicadores de densidad (metros de red MT y BT por cliente y metros de red de MT por cliente) y en los gráficos 7, 8, 14, 15, 21 y 22, se ordenaron las empresas por porcentaje de clientes rurales que componen su mercado, lo que puede dar idea de la dispersión, lo cual está asociado a costos económicos de gestión y de inversión.

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

Indicador Fc y Fs Frecuencia Media de Interrupción

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

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) : N° 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).



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

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

(i) : N° 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) La gestión de mantenimiento predictivo y preventivo.
- d) El nivel de renovación de las redes (asociado al histórico de inversiones).
- e) El entorno operacional y condiciones climáticas (cargas, árboles, descargas atmosféricas, salinidad, vandalismos).
- f) El uso de TCT.

Cada una de las **tecnologías** tiene su tasa de falla propia o característica pudiendo diferenciar las redes subterráneas de las aéreas. A su vez podemos clasificar las líneas aéreas en preensambladas, protegidas o desnudas. Asimismo se consideran importantes los sistemas de reconexión automática que permiten eliminar las fallas furtivas reponiendo el servicio en tiempos inferiores a los de contabilización (1 o 3 minutos según las regulaciones).



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

El mantenimiento merece especial atención conjuntamente con el análisis y ordenamiento de la explotación normal óptima para la Red, ya que con él se obtienen resultados rápidos y de costos relativamente bajos.

Para ello además del conocimiento del mantenimiento propio de los equipos e instalaciones, se debe tener en cuenta la funcionalidad y la criticidad de los mismos dentro del sistema eléctrico, de forma de concentrar los esfuerzos sobre las instalaciones en las cuales existen más clientes o potencia instalada (potenciales penalizaciones del Regulador) y por lo tanto las que más impactan sobre los indicadores. De este análisis surge una segmentación de las instalaciones y una jerarquización del mantenimiento.

Es extremadamente importante para hacer este tipo de análisis la existencia de sistemas de información confiables y equipos de ingeniería dedicados al análisis antes mencionado con una visión global de la solución de los problemas integrando factores económicos.

En líneas generales las redes de AT y MT presentan impactos en los indicadores muy superiores a las redes de BT, donde básicamente los mantenimientos son de carácter correctivo y donde importa más la elección de una buena tecnología como ser red de tipo subterránea o aérea o preensamblada.

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 búsqueda de una explotación normal que minimice los impactos de las incidencias sobre el indicador una vez que se producen.
- c) el funcionamiento adecuado de las protecciones (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).



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 de los indicadores anteriores se introduce 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 mallas), velocidad de localización y reparación, lo cual es diferente en líneas aéreas y subterráneas (o sea de la tecnología); de la existencia de sistemas SCADA y finalmente de la gestión eficiente de las brigadas de operación y mantenimiento correctivo, lo cual depende de la organización y dispersión de las instalaciones (según la zona de concesión sea urbana rural, etc. y factores de forma de la misma).

Asimismo 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.



CONCLUSIONES

De lo anteriormente expuesto sugerimos se analicen los valores de los indicadores de acuerdo a la densidad de km de red por cliente o kVA instalado, de forma de comparar empresas similares en densidad. En particular, recomendamos utilizar el dato que se refiere a km de red de MT/cliente y la composición del mercado (composición mercado urbano-rural).

A partir de ello, se sugiere analizar si la tecnología de las redes es aérea o subterránea.

Estas consideraciones pueden permitir orientar la comparación y dirigir consultas a las empresas similares a efectos de conocer sus mejores prácticas.



**ANEXO 3: MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS
DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO
EN ESPAÑA**



MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO EN ESPAÑA

Zonal.-

Tipos de zona:

U (Zona urbana): conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

S (Zona semiurbana): conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

RC (Zona rural concentrada): conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.

RD (Zona rural dispersa): conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

T (Total)

Medida de la continuidad del suministro

Medida:

La continuidad del suministro zonal se mide por unos índices que reflejan el número y duración de las interrupciones del suministro eléctrico, que permiten medir dicha continuidad y analizarla conjuntamente en todo el territorio nacional.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos. Reviste una pequeña diferencia con el Ts del Cier en cuanto a que considera los Clientes de MT por su potencia contrata y no la instalada

NIEPI: es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Duración de la interrupción: más de tres minutos.

Diferenciación

Programadas. Las interrupciones programadas por la empresa distribuidora se dan cuando se ha cumplido los requisitos de información, notificación y autorización previstos en la legislación vigente, debidamente justificados. Haremos diferencia entre transporte y distribución ya que la incidencia puede ser debida a incidencias en la generación de la energía eléctrica o a incidencias en la red de transporte.

Imprevistas. Estas son las interrupciones no programadas por la empresa distribuidora y por lo tanto que no fueron comunicadas con anterioridad a los consumidores. Además de transporte y distribución la incidencia puede ser debida a causa de terceros, que son las personas físicas y jurídicas ajenas a la empresa distribuidora o por causas de fuerza



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

mayor, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios. Un último caso son las incidencias consideradas como propias, que incluyen las interrupciones cuyas causas no respondan a lo establecido anteriormente

Límites anuales de los índices de calidad zonal

Se establecen unos límites anuales para los valores del TIEPI Y del NIEPI por zonas teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas

A partir del 1/1/2007 los límites son:

	TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona urbana	1.5	3
Zona semiurbana	3.5	5
Zona rural concentrada	6	8
Zona rural dispersa	9	12

Periodicidad

. La publicación es anual.

Legislación

La legislación de más uso en el sector eléctrico se encuentra en el enlace [legislación](#), siendo la específica de la calidad en la continuidad del suministro eléctrico la siguiente:

- ⌘ [Ley 54/1997](#) del sector eléctrico.
- ⌘ [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (B.O.E. 27.12.2000)



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

■ [Orden ECO/797/2002](#), de 22 de marzo, por la que se
1 aprueba el procedimiento de medida y control de la conti-
nuidad del suministro eléctrico. (B.O.E. 13.04.02)

Resultados 2009

	TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona urbana	1,077	1,484
Zona semiurbana	2,79	2,52
Zona rural concentrada	4,851	3,532
Zona rural dispersa	5,693	4,527
Total	2,369	2,253

¹ Información extraída de página Web Ministerio de Industria y Turismo de España Subdirección General de Energía Eléctrica www.mityc.es/Electricidad/Seccion/CalidadServicio



GRÁFICOS DE RESULTADOS

Gráfico 12: Frecuencia media de interrupción del sistema (F_s vs NIEPI)
Total de Incidencias.

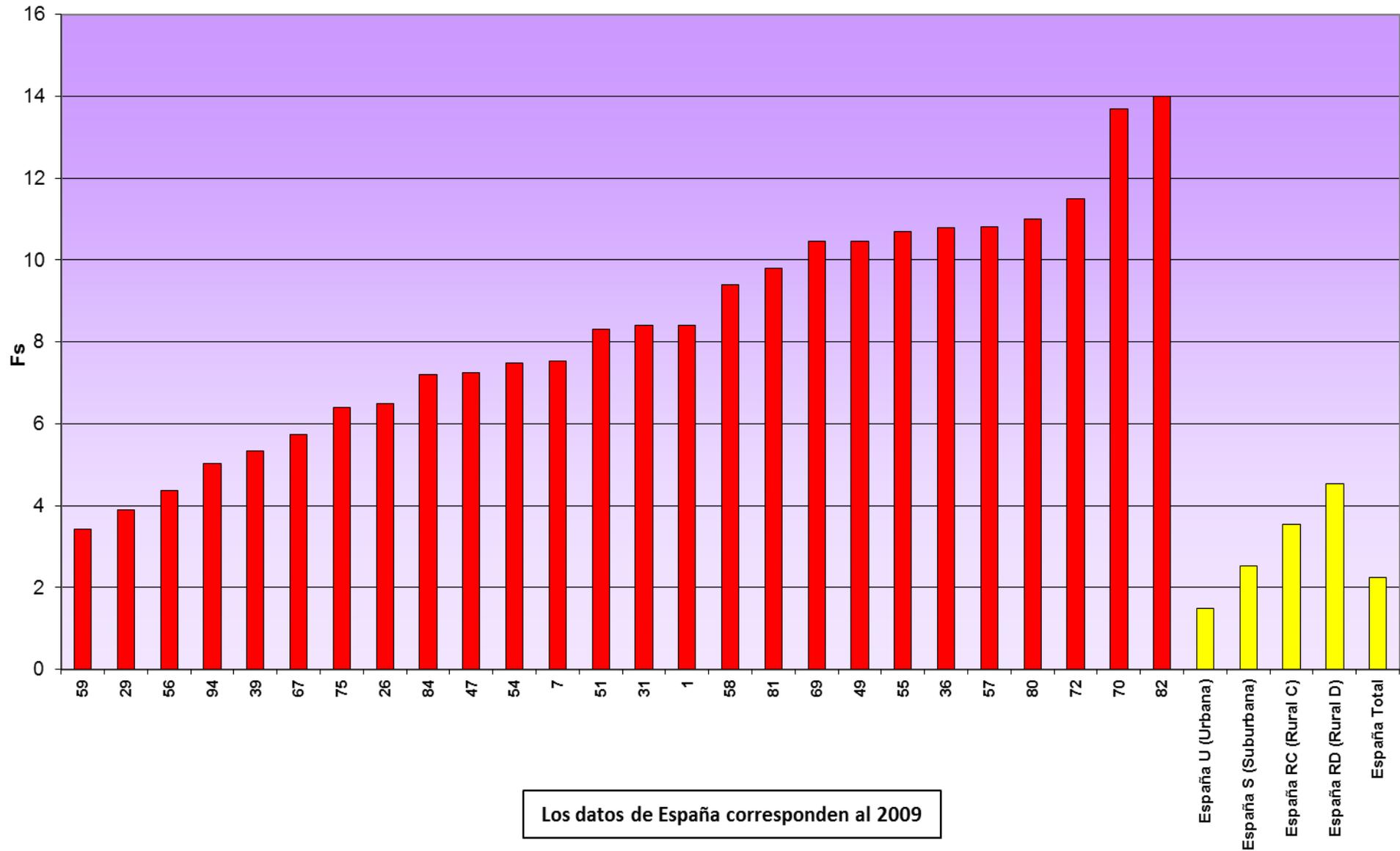
Gráfico 13: Tiempo total de interrupción del sistema (T_s vs TIEPI) Total de Incidencias.

Gráfico 14: Duración Media de las Interrupciones del sistema (D_s vs TIEPI/NIEPI) Total de Incidencias.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
 Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 12: Frecuencia media de interrupción del sistema (Fs vs. NIEPI) Total de incidencias

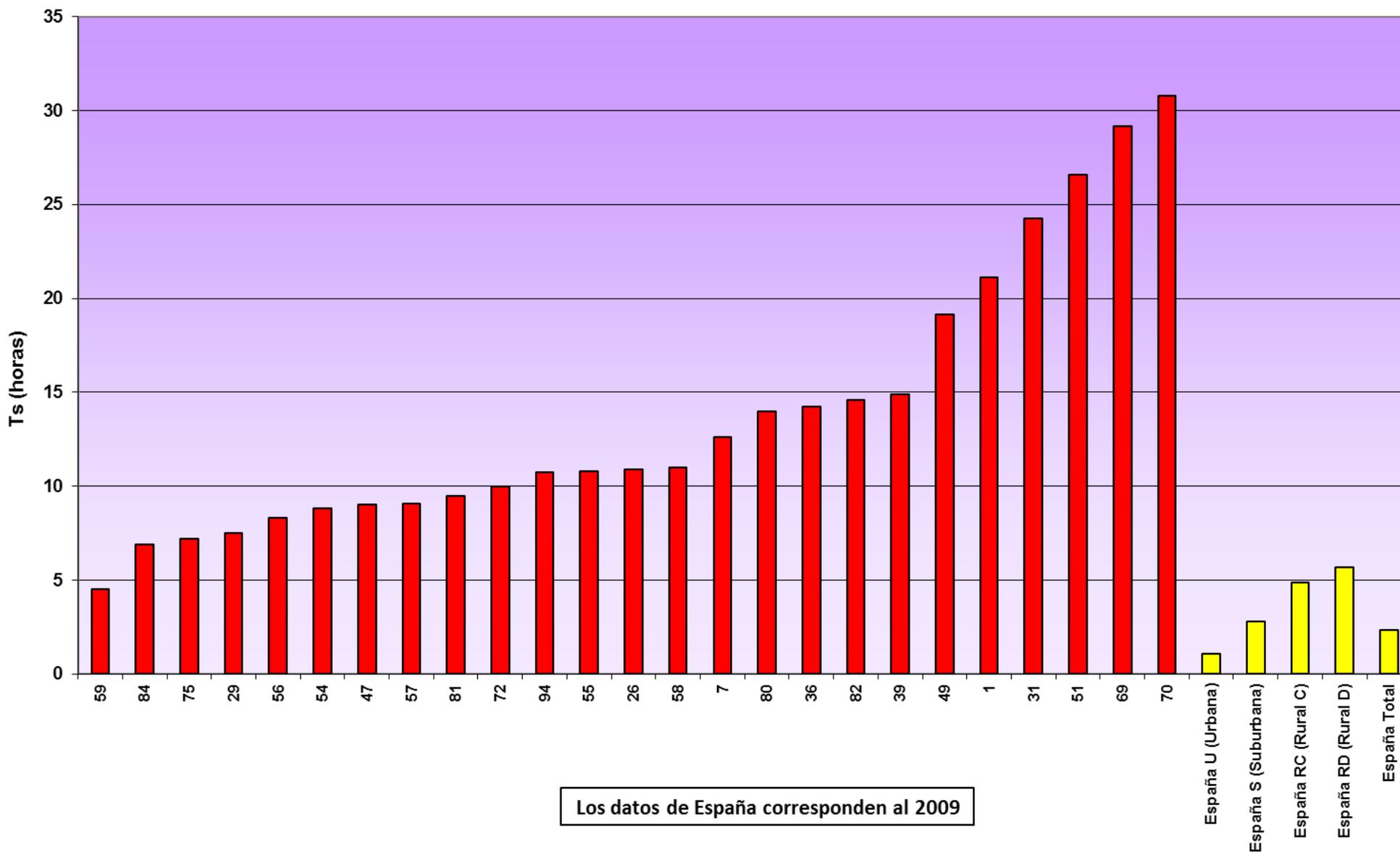




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

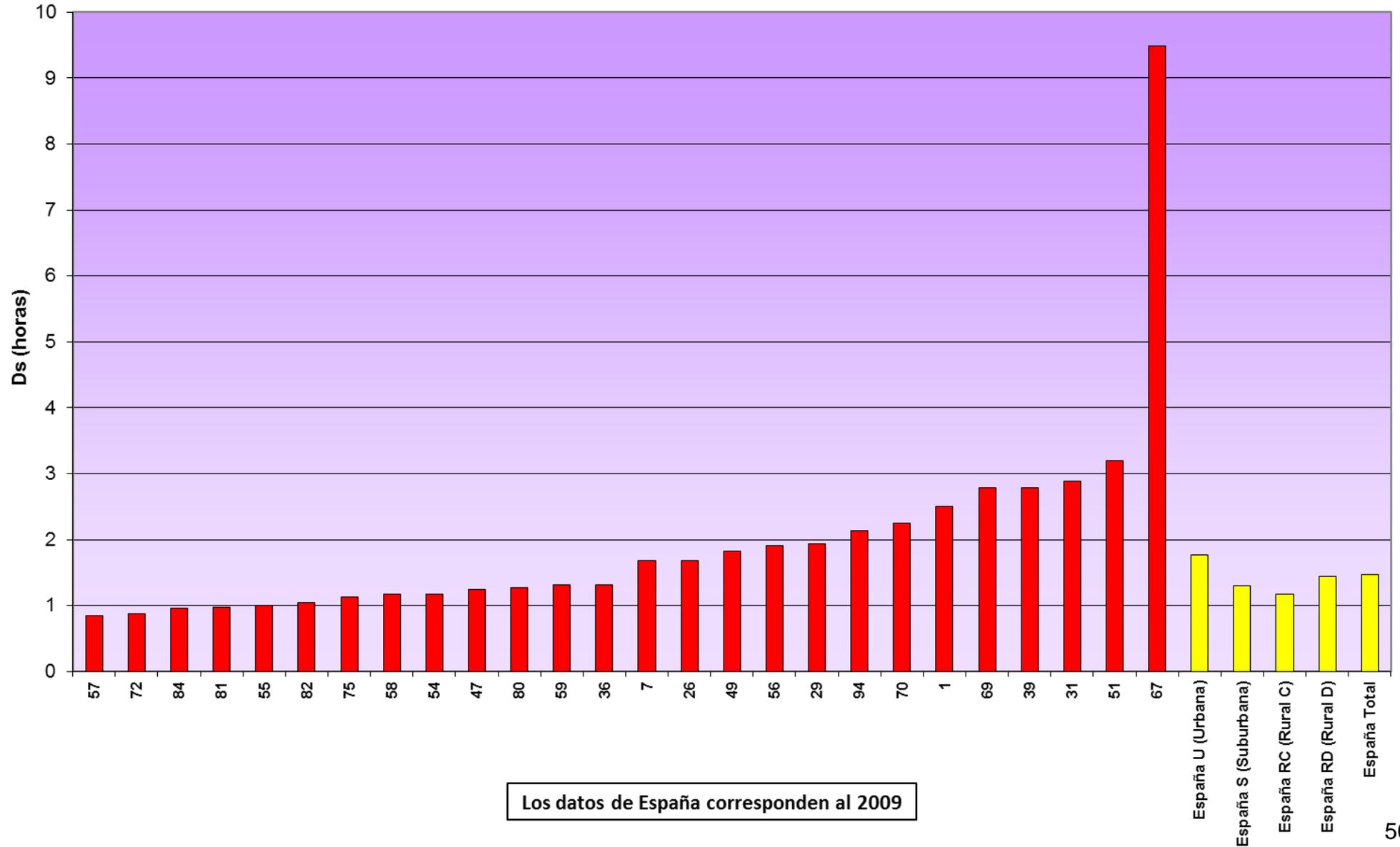
GRAFICO 13: Tiempo total de interrupción del sistema (Ts vs. TIEPI) (horas) Total de incidencias





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 14: Duración media de las interrupciones - sistema (Ds vs. TIEPI/NIEPI) (horas) Total de incidencias





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2010 – Sumario Ejecutivo