

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.



Libertad y Orden



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA
DIRECCIÓN TÉCNICA DE ENERGÍA
Bogotá, Abril de 2010**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

ANÁLISIS 2009

Auditor: No Obligada a Reportar Auditor por ser una Empresa Oficial

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1. Antecedentes de Constitución

Entidad descentralizada del orden municipal, creada mediante Acuerdo Nro. 058 del 6 de agosto de 1955 como un Establecimiento Público Autónomo. Posteriormente, gracias al Acuerdo Nro. 069 del 10 de diciembre de 1997, fue transformada en una empresa Industrial comercial del estado del Orden Municipal y E.S.P.

1.2. Objeto Social

Tiene por objeto la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía y distribución de gas combustible. También presta, indirectamente, a través de EPM telecomunicaciones, los servicios de telefonía pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, y demás servicios de telecomunicaciones.

Empresas Públicas de Medellín atiende una población cercana a los 3.6 millones de habitantes, con un total de clientes de 1,665,853.

El área de influencia de los mercados de distribución y comercialización de la empresa se enfoca en 123 municipios de la región Antioqueña.

1.3. Patrimonio Institucional

El municipio de Medellín es dueño del 100% del patrimonio institucional de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. A su vez Empresas Públicas de Medellín tiene control sobre las empresas que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Participación Accionaria en Otras Empresas

Empresa	Participación (%)
EPM Telecomunicaciones	99,99
EPM Inversiones	99,99
EPM Bogotá Aguas	99,8
Hidroeléctrica del Teribe S.A.	96,53
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño	65,01
Aguas de Urabá	56
Central Hidroeléctrica del Caldas (*)	25
Empres de Energía del Quindío (*)	19,26

Fuente: SUI, Reporte de Calificación, Sociedad Calificadora de Valores Duff & Phelps de Colombia. (*) Control Indirecto.

2. Aspectos Financieros y Administrativos

Durante los dos últimos años se identificaron como los principales aspectos financieros de la empresa los siguientes:

- Se destaca el resultado del margen operacional obtenido para el negocio de energía del 45,4%, frente al resultado promedio del 30% en el grupo de Generadoras, Distribuidoras Comercializadoras - GDC.¹
- La variación de los ingresos operacionales para el servicio de energía fue del 17,87% comparado con un 7.44% de crecimiento en el grupo de GDC.
- Las utilidades netas del año presentaron un resultado superior al de las utilidades operacionales, particularmente por un aumento significativo en los otros ingresos no operacionales.
- Se fortaleció la estructura de capital del negocio de energía con un aumento del 32.62% en el valor de los activos. Las inversiones se dieron a través de un aumento del 86,76% de los pasivos, y en menor proporción con una capitalización del 20.9% en el patrimonio.
- Las inversiones crecieron en un 141.74% principalmente por compra de acciones en empresas nacionales.

2.1. Estado de Resultados

Los ingresos operacionales para el servicio público de generación, comercialización y distribución de energía de \$ 3.435.452 millones, representaron en el último año el 76% de los ingresos de operación de EPM.

Los ingresos por la actividad de generación (29,54%) registraron el mayor dinamismo durante el año con un aumento del 38% al pasar de \$ 737.717 millones a \$ 1.014.842 millones. Según la información suministrada por la firma AEGR este aumento se vió impulsado por mayores ventas en la bolsa de energía y contratos de largo plazo. EPM exporta energía a Ecuador mediante el esquema de Transacciones Internacionales de Energía.

¹ Los datos obtenidos para el grupo de Generadoras, Distribuidoras, Comercializadoras -GDC se calcularon para la publicación del informe sectorial del año 2009 elaborado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con base en una muestra de 12 empresas clasificadas dentro de esta actividad.

Tabla 2. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2009	2008	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$3.435.451.996.606	\$2.914.622.448.613	17,87%
COSTOS OPERACIONALES	\$1.687.999.834.804	\$1.517.652.473.580	11,22%
GASTO DE ADMINISTRACIÓN	\$375.213.677.594	\$312.125.811.549	20,21%
DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES, PROVISIONES Y AGOTAMIENTO	\$381.830.212.529	\$275.680.957.884	38,50%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$990.408.271.679	\$809.163.205.600	22,40%
OTROS INGRESOS	\$582.883.067.666	\$362.998.450.087	60,57%
INGRESOS POR FINANCIACIÓN DE USUARIOS	\$32.555.036.791	\$14.780.541.575	
OTROS GASTOS	\$184.551.839.803	\$149.118.103.551	23,76%
GASTO DE INTERESES	\$93.660.582.865	\$71.949.585.669	
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$1.388.739.499.542	\$1.023.043.552.136	35,75%

Fuente: SUI

Los servicios de distribución y comercialización alcanzaron en 2009 un valor de \$2.337.790 millones, mostrando una variación del 11,09% con respecto a 2008. En el mercado regulado la empresa atiende 123 municipios en el Departamento de Antioquia y uno en el Departamento del Chocó (Carmen de Atrato). En total se atendieron 1.752.651 servicios suscritos.

Los costos operacionales de \$ 1.687.999 millones en 2009 presentaron una variación menor (11,22%) a la presentada por los ingresos, obteniendo una participación del 49,15 dentro de los mismos. En 2008 estos costos tuvieron una participación del 52,1% en los ingresos operacionales. Los costos corresponden básicamente a las compras de energía en el corto y largo plazo, y al uso de líneas, redes y túneles.

Los gastos operacionales crecieron el 28,79%. Dentro de éstos, se evidenció un aumento del 20.21% en los gastos administrativos (\$ 375.214 millones) y un 38.5% de los gastos de las depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento (381.830 millones). Estos gastos estuvieron conformados básicamente por la provisión para el pago de impuesto de renta por \$ 322.105 millones, debido a las mayores utilidades netas del período.

Figura 1. Ingresos Operacionales Vs Costos Operacionales Vs Gastos Operacionales 2008 – 2009 (Pesos Colombianos)

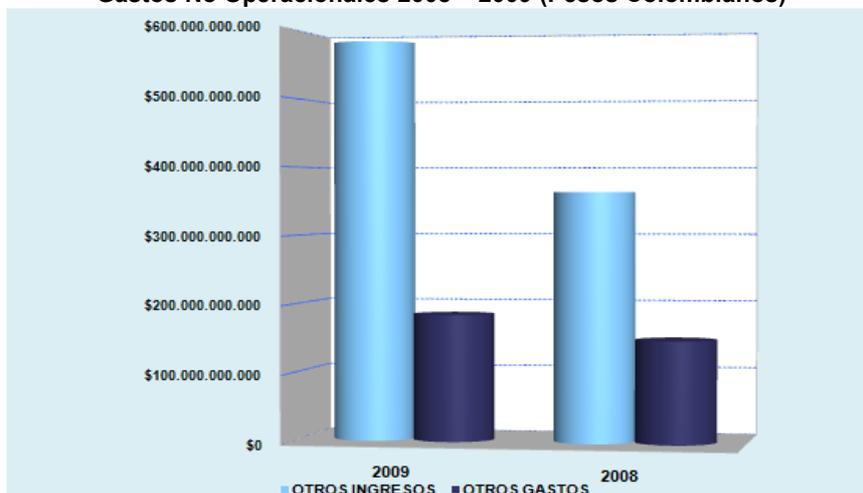


Fuente: SUI

En los resultados no operacionales se destaca el aumento del 60,57% en los otros ingresos como efecto a un aumento en los intereses por financiación de usuarios y utilidades por método de participación en empresas nacionales. Sin embargo el mayor

impacto se halló en la cuenta de ajuste por diferencia en cambio como resultado al pago de deuda externa. La revaluación de la divisa durante el período permitió ingresos adicionales de \$ 151.934 millones, en comparación con el año anterior cuando esta cuenta no registró un comportamiento relevante.

Figura 2. Ingresos No Operacionales Vs Gastos No Operacionales 2008 – 2009 (Pesos Colombianos)

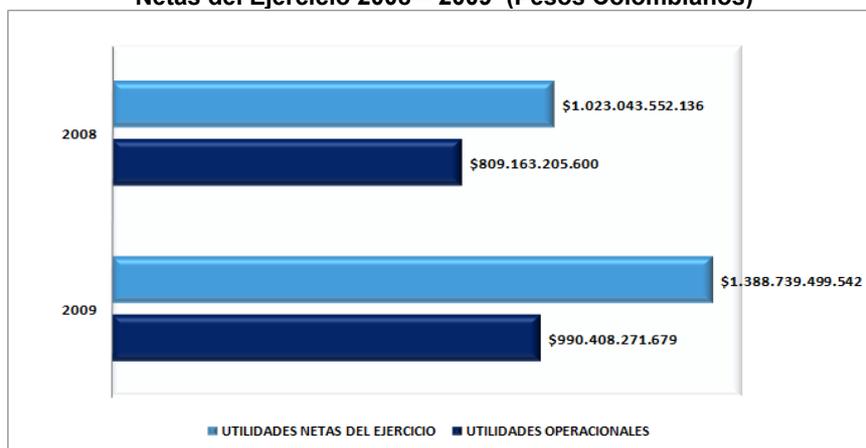


Fuente: SUI

Los otros gastos de \$ 184.552 millones se elevaron en un 23,76% como resultado al mayor pago de intereses por la contratación de nuevos créditos de deuda pública.

En los resultados netos del ejercicio se observa positiva la contribución de los otros ingresos obteniendo en 2009 un total de \$ 1.338.739 millones frente a \$ 990.408 millones de las utilidades operacionales.

Figura 3. Utilidades Operacionales Vs Utilidades Netas del Ejercicio 2008 – 2009 (Pesos Colombianos)



Fuente: SUI

2.2. Balance General

La empresa logró un incremento destacado del 32.62% de los activos, marcado en particular por el fortalecimiento de los activos fijos que pasaron de \$ 5.189.646 millo-

nes a \$ 5.963.853 millones en los dos últimos años, y el incremento del 141,74% en las inversiones que cerraron en \$ 4.361.012 millones.

Tabla 3. Balance General

BALANCE GENERAL	2009	2008	VAR
Activo	\$19.319.558.531.019	\$14.567.922.968.555	32,62%
Activo Corriente	\$2.084.898.122.423	\$1.027.317.200.591	102,95%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$5.963.852.811.847	\$5.189.646.458.510	14,92%
Inversiones	\$4.361.012.513.208	\$1.803.982.702.604	141,74%
Pasivo	\$4.839.200.066.606	\$2.591.105.076.181	86,76%
Pasivo Corriente	\$991.442.730.800	\$783.459.210.871	26,55%
Obligaciones Financieras	\$0	\$15.950.161.497	-100,00%
Operaciones de Crédito Público	\$3.074.392.304.979	\$1.131.281.379.385	171,76%
Patrimonio	\$14.480.358.464.413	\$11.976.817.892.374	20,90%
Capital Suscrito y Pagado	\$0	\$0	

Fuente: SUI

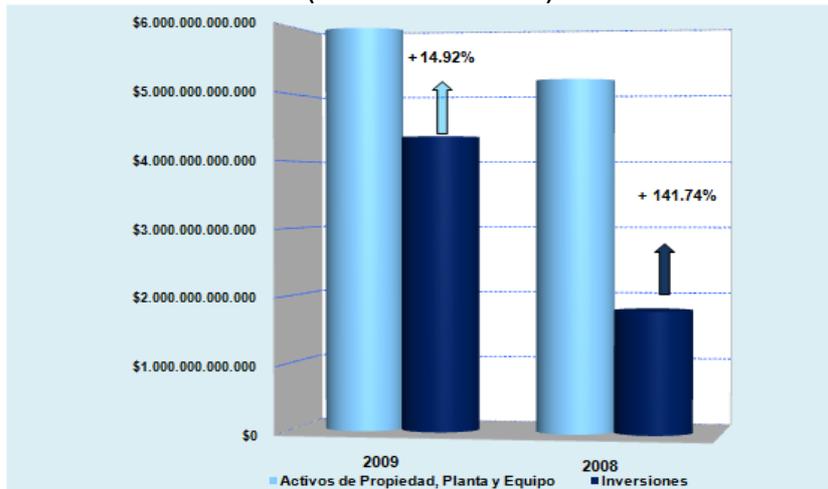
El negocio de energía de EPM al cierre del año contaba con una infraestructura de 133 subestaciones eléctricas con una capacidad instalada de 4.447 MVA, 60.255 km de líneas de transmisión y redes de distribución con 90.000 transformadores, 123.638 puntos luminosos en Medellín y 58.425 en el resto de los municipios del departamento de Antioquia.

Se observa un fenómeno en el direccionamiento de fondos entre el fortalecimiento de activos fijos e inversiones. Las inversiones, en lo que se refiere a la participación accionaria en empresas, crecieron aproximadamente 10 veces más que los activos fijos e incluso pareciera que en el futuro podrían igualar o superar su valor.

Por otra parte, el aumento del 102,95% de los activos corrientes se explica por el aumento de títulos de renta fija en las inversiones temporales. Aunque la participación de activos corrientes sobre activos totales mejoró en los dos años al pasar del 7% al 11%, todavía es una porción rezagada frente a la exigencia de liquidez que requiere un negocio de estas dimensiones.

En lo concerniente a los pasivos del negocio, éstos se elevaron de modo significativo al pasar de \$ 2.591.105 millones a \$ 4.839.200 millones por las emisiones de bonos en el mercado local y en el mercado internacional de capitales, y la contratación de créditos con el BID para la financiación del proyecto en las plantas Porce (etapas III y IV).

**Figura 4. Activos Fijos Vs Inversiones 2008 – 2009
(Pesos Colombianos)**



Fuente: SUI

El patrimonio de la empresa se ubicó en \$14.480.358 millones reflejando una variación del 20.9% por efecto de las utilidades netas del ejercicio y el superávit por valorización de inversiones en empresas donde EPM ENERGIA tiene vínculos económicos.²

Figura 5. Estructura de Capital 2008 - 2009



Fuente: SUI

² En las filiales de la empresa se destacan las empresas controladas: Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP, Empresa de Energía del Quindío SA ESP, Central Eléctrica del Norte de Santander. En las filiales extranjeras se mencionan EEPPM RE LTD e Hidroeléctrica del Teribe SA. En empresas no controladas se registran ISA e ISAGEN.

2.3. Indicadores Financieros

La reducción en la participación de los costos de operación se reflejó en un mejor desempeño en los indicadores de productividad de EPM Energía.

En los indicadores de liquidez la razón corriente logró ubicarse por encima del referente de 2 veces establecido para el grupo de empresas Generadoras, Distribuidoras y Comercializadoras GDC. Se logró un incremento de 8 puntos en comparación con el resultado de 1,3 veces en 2008. A esto contribuyó un aumento en la participación de los activos corrientes sobre activos totales del 7% al 11%, y una menor presión de pasivos corrientes sobre pasivos totales, con una concentración de deuda del 20,5% frente al 30,2% del año anterior.

La rotación de cuentas por cobrar no cumple el referente al ubicarse en 59,1 días, sin embargo no dista del mismo en un modo alarmante. En la rotación de cuentas por pagar no se cumple el indicador de referencia, sin embargo se destaca una reducción de 79 días a 60,1 días.

El nivel de deuda se elevó del 17,8% al 25%, sin embargo se halló justificada la canalización de recursos a través de un aumento representativo de los activos del negocio. La reducción de la concentración de deuda debido a una estructuración eficiente en los plazos de las emisiones, no afectó los resultados de la liquidez. Se mantiene aún una participación favorable del patrimonio en el activo, correspondiente al 75%. La cobertura de intereses es óptima en 16,5 veces.

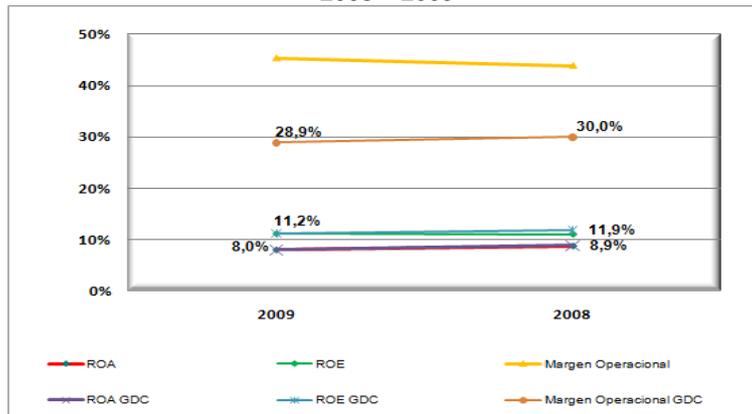
Tabla 4. Indicadores Financieros

INDICADORES	2009	2008
Costos Operacionales/ Ingresos Operacionales	49,1%	52,1%
Gastos de Administración/ Ingresos Operacionales	10,9%	10,7%
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,1	1,3
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	59,1	58,5
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	60,1	79,0
Activo Corriente Sobre Activo Total	11%	7%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	25,0%	17,8%
Patrimonio Sobre Activo	75,0%	82,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	20,5%	30,2%
Cobertura de Intereses – Veces	16,5	17,5
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	1.560.875.898.024	1.278.558.886.143
Margen Operacional	45,4%	43,9%
Rentabilidad de Activos	8,1%	8,8%
Rentabilidad de Patrimonio	11,1%	10,9%

Fuente: SUI

En la productividad del negocio el margen operacional pasó del 43,9% al 45,4% por efecto de un Ebitda más significativo en comparación con los ingresos del período. Sobre este indicador vale la pena mencionar un resultado superior al del promedio de las GDC del 28,9%. En el ROA y ROE se obtuvo para el sector un resultado similar al de la empresa con el 8% y 11,2% respectivamente.

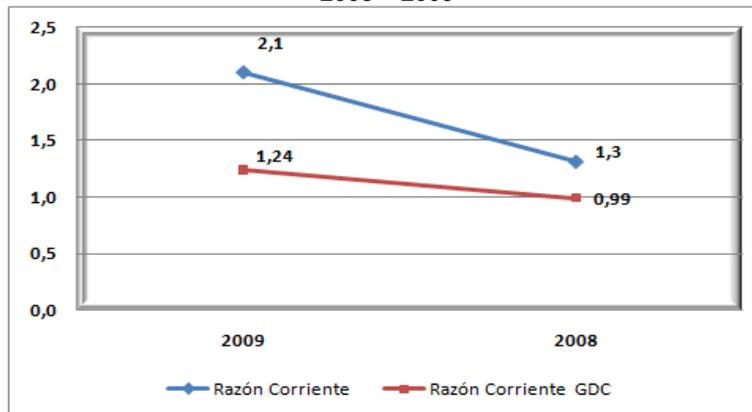
Figura 6. Comparativo Sector – Empresa de Margen Operacional, Rentabilidad de Activos ROA y Rentabilidad del Patrimonio ROE 2008 – 2009



Fuente: SUI

En la razón corriente se destaca el resultado de la empresa de 2,1 veces frente al dato de 1,24 veces para las GDC.

Figura 7. Comparativo Sector – Empresa de Razón Corriente 2008 – 2009



Fuente: SUI

3. Aspectos Técnico-Operativos

3.1. Calidad de la Potencia

Durante el 2009, la Dirección Técnica de Energía de la SSPD, contrató la realización de un estudio de calidad de potencia para algunos de los prestadores de energía eléctrica en el país.

La Superservicios partió del listado de los alimentadores cargado en el SUI, del cual, a través de un muestreo aleatorio simple con proporción del 90%, error del 12% y nivel de confianza del 90%, se escogió un grupo de circuitos para cada empresa.

Para el caso de Empresa Públicas de Medellín se analizaron 20 transformadores, de un total de 780 que se encuentran en la base de datos.

El análisis de la calidad de la potencia eléctrica se realizó a través de la medición, según sustento regulatorio, de los parámetros de tensión de estado estable, distorsión total armónica, componentes armónicos y factor de potencia.

En la tabla 5, se muestra el número de transformadores que se encontró, presentaban incumplimientos en alguno de los parámetros estudiados.

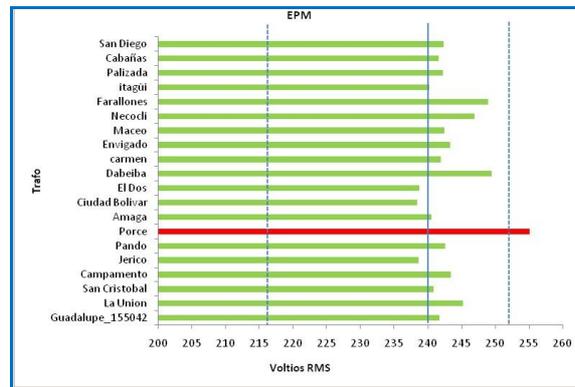
Tabla 5. Resultados Calidad de Potencia Eléctrica

Resultado	Tensión de Estado Estable	Distorsión total Armónica	Componentes Armónicos de Tensión	Factor de Potencia
Cumplen	19	19	17	1
Sin Datos	0	1	2	10
No Cumplen	1	0	1	9

Fuente: Estudio Superintendencia.

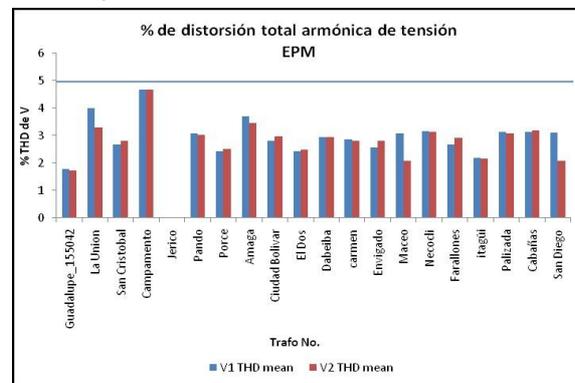
En las figuras, 8, 9, 10 y 11 se muestra el detalle de los transformadores que presentaron incumplimientos.

Figura 8. Tensión de Estado estable



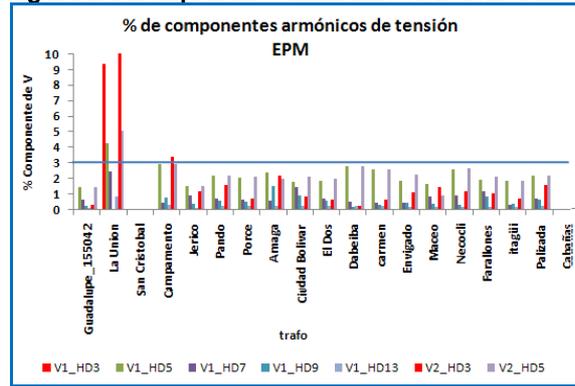
Fuente: Estudio Superintendencia.

Figura 9. Distorsión Armónica Total



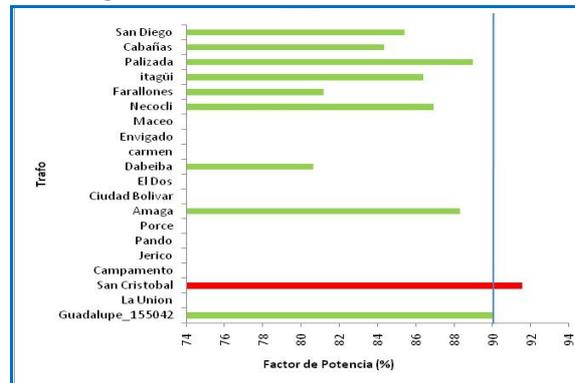
Fuente: Estudio Superintendencia.

Figura 10. Componentes Armónicos de Tensión



Fuente: Estudio Superintendencia.

Figura 11. Factor de Potencia Total



Fuente: Estudio Superintendencia.

De acuerdo con las figuras anteriores, el único transformador que presenta un valor de tensión de estado estable superior al máximo admisible es Porce, con un valor cercano a 255 Voltios Rms.

El transformador de La Unión presenta valores superiores al 3% en los componentes armónicos de tensión.

El factor de potencia medido para EPM, es bastante preocupante, ya que del total de transformadores con información, tan solo el transformador San Cristobal tiene un factor de potencia superior a 0.9.

De acuerdo con lo anterior, se alerta a la empresa para que evalúe las condiciones técnicas de los transformadores de su propiedad, de manera que pueda solucionar de una forma eficiente los problemas que tiene con la calidad de potencia en sus circuitos, especialmente en lo relacionado con el factor de potencia.

3.2. Cumplimiento al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)

Durante 2009 la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visitas a algunas empresas del sector, con el fin de evaluar el cumplimiento del RETIE en la elaboración de sus proyectos de instalaciones eléctrica.

Los días 4,5 y 6 de noviembre se visitó a Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. Durante dicha visita se procedió a seleccionar de manera aleatoria tres proyectos, de los cuales se revisó la información la documentación referente a los cálculos eléctricos

y a la aplicación de la normatividad respectiva. Posteriormente se hizo una verificación en campo de los mismos.

Las conclusiones resultantes de la visita fueron:

1. Los proyectos analizados cumplieron de manera satisfactoria con los requisitos establecidos por la regulación, sin embargo se recomendó a EPM realizar seguimiento a los certificados emitidos por los organismos de inspección acreditados, ya que se evidenció que en algunos casos no se exige el cumplimiento de los mismos parámetros para todos los proyectos, aún siendo éstos del mismo tipo.
2. Por otra parte, se resalta la buena gestión de la empresa en cuanto a la realización de protocolos y manuales mediante los cuales los operarios, técnicos y demás personal involucrado se guía para la ejecución de maniobras, mantenimientos y montaje de equipos. También se resalta la oportuna reacción de las cuadrillas cuando se presentan fallas en el sistema, así como la implementación de nuevas y efectivas técnicas de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, lo cual en conjunto evidencia la razón del proporcionalmente bajo número de reclamos que se presentan en contra de la empresa por dichas causas.

4. Aspectos Comerciales

4.1. Conformación del Mercado

De acuerdo con la información reportada al SUI por la empresa, el mercado de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., está conformado como se muestra en la tabla 6.

El número de usuarios residenciales de la empresa presentó su mayor incremento en el área rural, teniendo una variación con respecto a 2008 de 21,53 %, del cual las mayores participaciones correspondieron a los estratos 2, 4 y 6, cada uno con incrementos de 25.28 %, 24.62 %, y 20.24 %, respectivamente. El estrato que menor incremento tuvo en el área rural fue el estrato 5 con un valor de 11.25 %.

En el área urbana solo se presentó un incremento del 3,53 %, del cual la mayor participación fue del estrato 1 con 6,38 %.

Para el 2009 en los centros poblados se presentó una disminución en el número de usuarios de 0,54 %. La mayor reducción se presentó en el estrato 3, el cual tuvo una disminución de 11,61 %.

Si se suman todos los usuarios en todos los estratos y en todas las áreas, se puede ver que el número total de usuarios residenciales presentó un incremento del 7,05 % en 2009, mientras que en las áreas no residenciales el número total de usuarios se incrementó en 7,9 %.

Tabla 6. Suscriptores por Ubicación

Sector	Rural			Urbano			Centro Poblado		
	2008	2009	Variación (%)	2008	2009	Variación (%)	2008	2009	Variación (%)
Estrato 1	72200	85649	18.63	164612	175112	6.38	10674	10763	0.83
Estrato 2	157858	197769	25.28	449152	463285	3.15	10024	9949	-0.75
Estrato 3	53260	61297	15.09	394933	404078	2.32	1120	990	-11.61
Estrato 4	10465	13041	24.62	93893	97811	4.17	20	18	-10
Estrato 5	6808	7574	11.25	63628	66356	4.29	1	1	0
Estrato 6	1966	2364	20.24	28131	29830	6.04	4	3	-25
Total Residencial	302557	367694	21.53	1194349	1236472	3.53	21843	21724	-0.54
Industrial	3824	4848	26.78	9477	9702	2.37	216	222	2.78
Comercial	8392	11727	39.74	109474	115689	5.68	1814	1872	3.2
Oficial	4395	5050	14.9	5454	5507	0.97	262	287	9.54
Otros	759	881	16.07	2427	2281	-6.02	56	63	12.5
Total No Residencial	17370	22506	29.57	126832	133179	5	2348	2444	4.09

Fuente: SUI

4.2. Niveles de Consumo

Ahora, de acuerdo con la tabla 7, en donde se muestra el consumo de energía y el total facturado por la empresa durante los años 2008 y 2009 para todos sus mercados, se puede ver que aunque se presentó una reducción en el consumo en el sector residencial del 0,62 %, el total facturado por la empresa presentó un incremento del 16,98 %. Esto indica que durante el año 2009, la tarifa de energía eléctrica pagada por los usuarios tuvo un incremento considerable con respecto al 2008.

En este incremento se podrían ver representados los efectos del fenómeno del niño, el cual elevó en algunos periodos los costos de generación, debido al mayor despacho que se hizo de la generación térmica del país.

Tabla 7. Consumo

Sector	2008	2009	Variación (%)
	Mwh	Mwh	
Estrato 1	387516.84	399913.68	3.20
Estrato 2	1134087.62	1125119.07	-0.79
Estrato 3	982884.05	963480.66	-1.97
Estrato 4	284237.43	281447.74	-0.98
Estrato 5	223975.65	221914.82	-0.92
Estrato 6	134754.29	135995.94	0.92
Total Residencial	3147455.88	3127871.91	-0.62
Industrial	3204465.41	2722378.46	-15.04
Comercial	1674998.38	1760658.17	5.11
Oficial	279628.99	338666.76	21.11
Otros	291999.81	285708.13	-2.15
Total No Residencial	5451092.6	5107411.53	-6.3

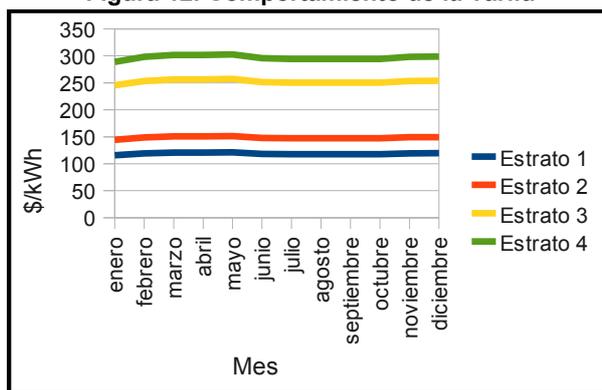
Fuente: SUI

4.3. Tarifas Aplicadas

Como se puede observar en la tabla 8, el componente que mayor impacto tiene sobre la tarifa es el correspondiente al costo de generación, el cual oscila entre los 108 \$/kWh y 118 \$/kWh, con tendencia a estabilizarse cerca a los 116 \$/kWh.

Entonces, tal como se explicó anteriormente y como se muestra en la figura 12, el comportamiento de la tarifa de energía eléctrica cobrada a los usuarios tiene un comportamiento bastante estable, debido en gran parte a la baja exposición a bolsa que tuvo la empresa durante el 2009.

Figura 12. Comportamiento de la Tarifa



Fuente: SUI

Tabla 8. Componentes Tarifarios

MES	GM	TM	PR	DT	CV	RM	CUV
enero	108.7	21.44	22.38	100.09	30.33	6.07	289.01
febrero	117.57	22.74	23.33	98.18	30.22	6.08	298.12
marzo	118.84	23.97	24.11	100.7	30.48	3.56	301.66
abril	118.56	21.87	23.79	101.93	30.64	5.02	301.8
mayo	117.7	22.52	23.68	100.32	30.71	7.68	302.62
junio	116.58	21.4	23.38	100.73	30.72	2.97	295.78
julio	115.41	22.17	23.31	99.16	30.75	3.62	294.42
agosto	115.18	21.07	23.11	100.85	30.74	3.46	294.42
septiembre	114.5	20.75	22.93	105.08	28.48	2.82	294.55
octubre	117.11	20.13	23.26	103.94	28.45	1.67	294.55
noviembre	115.05	20.2	23.18	106.07	28.39	5.35	298.23
diciembre	114.66	20.86	23.03	105.07	28.39	6.65	298.65

Fuente: Boletín Tarifario SSPD

4.4. Facturación

Tal como se señaló anteriormente, la empresa tuvo incrementos considerables en la facturación de su mercado, reportando una facturación residencial en 2009 casi 17% mayor a la presentada en 2008.

El estrato que mayor participación tuvo en el incremento total de la facturación fue el estrato 1, el cual presentó una variación con respecto a 2008 del 20.78%, seguido por el estrato 6 cuyo incremento fue del 19.62%, los estratos 4 y 5 con incrementos del 17.02% para ambos casos y finalmente el estrato 2 con un incremento del 16.67%.

Tabla 9. Facturación

Sector	2008	2009	Variación (%)
	Millones	Millones	
Estrato 1	97,177.82	117,369.93	20.78
Estrato 2	283,011.99	330,181.79	16.67
Estrato 3	243,874.33	281,618.32	15.48
Estrato 4	69,250.29	81,038.60	17.02
Estrato 5	53,932.05	63,113.43	17.02
Estrato 6	31,545.63	37,733.82	19.62
Total Residencial	778,792.12	911,055.88	16.98
Industrial	481,207.96	463,856.99	-3.61
Comercial	194,443.67	231,698.05	19.16
Oficial	42,490.75	61,388.76	44.48
Otros	47,220.16	53,305.01	12.89
Total No Residencial	765,362.53	810,248.80	5.86

Fuente: SUI

4.5. Compensaciones

Las compensaciones pagadas por al empresa a los usuarios tuvieron un aumento considerable durante el 2009, incrementándose para el sector residencial en 53.32% y para el sector no residencial en 39.45%. Estos valores corroboran los indicadores de calidad que se mostraron en el análisis de los aspectos técnico-operativos, en donde se mostró cómo algunos de los alimentadores de la empresa presentaron disminuciones significativas en el cumplimiento de los indicadores DES y FES.

Tabla 10. Compensaciones

Estrato	2008 (M\$)	2009 (M\$)	Variación (%)
1	261.61	444.52	69.92
2	343.24	508.3	48.09
3	123.47	189.63	53.59
4	31.46	31.98	1.67
5	19.23	24.63	28.07
6	9.73	12.05	23.79

Fuente: SUI

4.6. Subsidios y Contribuciones

Los subsidios durante el 2009 se incrementaron en 27.63 % con respecto a 2008, con participaciones mayoritarias en los estratos 1 y 2 que tuvieron incrementos del 34.16 % y 26.87 %, respectivamente. De igual forma las contribuciones crecieron 8.29%, presentándose los mayores crecimientos en el sector comercial con 20.26% y en los estratos 5 y 6 con 16.34 y 17.39, respectivamente, mientras que el sector industrial disminuyó sus compensaciones en 1,05%, efecto que es coherente ya que la demanda de este sector se redujo en un 15.04%.

Tabla 11. Subsidios y Contribuciones

Sector	2008	2009	Variación (%)
Estrato 1	39826.28	53432.18	34.16
Estrato 2	89136.84	113084.15	26.87
Estrato 3	21746.43	25834.36	18.8
Total Subsidios	150709.55	192350.7	27.63
Estrato 4	0	0	0
Estrato 5	9937.76	11561.9	16.34
Estrato 6	5125.67	6017.07	17.39
Industrial	106205.21	105093.61	-1.05
Comercial	71828.62	86384.24	20.26
Otros	56.85	114.33	101.1
Total Contribuciones	193154.11	209171.22	8.29

Fuente: SUI

4.7. Inversiones

Durante el 2009 Empresas Públicas de Medellín realizó inversiones en el sector energético por un monto de 522.645,55 millones de pesos, de los cuales el 66.11% correspondieron a inversión en los proyectos hidroeléctricos Porce III y Porce IV. El resto de la inversión se realizó en expansión a infraestructura eléctrica referente a redes de transmisión y distribución.

4.8. Calidad del Servicio

De acuerdo con la tabla 12, se puede apreciar que para el grupo 1, la gran mayoría de los alimentadores cumplen con los índices de calidad DES y FES, teniendo porcentajes de cumplimiento del 96,92 y 99,44 por ciento, respectivamente.

Con respecto al 2008, se puede decir que los valores se mantuvieron similares, viéndose la mayor diferencia en el FES, que pasó de 97,48 % en 2008 a 99,44 % en el primer trimestre de 2009.

Tabla 12. Porcentaje de alimentadores que cumplieron con los Índices de Calidad DES y FES

Grupo	Trimestre	2008			2009		
		Número	DES (%)	FES (%)	Número	DES (%)	FES (%)
Grupo 1	1	357	97.48	97.48	357	96.92	99.44
	2	356	98.32	98.32	358	98.88	99.16
	3	357	97.75	97.75	356	97.76	98.32
	4	358	98.31	98.31	356	98.6	99.44
Grupo 2	1	29	100	100	27	93.1	96.55
	2	29	85.19	85.19	27	96.55	93.1
	3	29	96.3	96.3	27	72.41	82.76
	4	29	85.71	85.71	28	68.97	93.1
Grupo 3	1	199	71.28	71.28	195	71.86	71.86
	2	199	68.72	68.72	195	86.93	86.93
	3	199	63.78	63.78	196	70.35	70.35
	4	201	68.69	68.69	198	62.69	62.69
Grupo 4	1	198	82.93	82.93	205	89.39	89.39
	2	198	90.05	90.05	201	94.44	94.44
	3	199	89.05	89.05	201	83.92	83.92
	4	200	84.08	84.08	201	85	85

Fuente:SUI

Ahora, a diferencia del grupo 1, los grupos 2, 3 y 4 llaman la atención debido al muy bajo porcentaje de cumplimiento, más aún si se tiene en cuenta que con respecto al 2008 se presentaron reducciones significativas.

El grupo 2 específicamente, presenta en el tercer trimestre del 2008 valores para el DES y el FES de 96,3 % en ambos casos, mientras que para el 2009 tuvo valores de 72,41 y 82,76 %, respectivamente, lo que implica que tuvo una reducción de 23,89 % para el DES y 13,54 % para el FES.

Si se observa en detalle el comportamiento de los indicadores para el grupo 3, se puede apreciar que los valores de cumplimiento tanto para el 2008 como para el 2009 son inferiores al 70 % en el 4 trimestre, y están por debajo del 90 % para los demás trimestres. Esto indica que aunque la empresa ha recibido las alertas para que mejore la calidad, entre 2008 y 2009 no se evidencia la toma de ninguna acción tendiente a mejorar este aspecto, más aún, ha permitido que se presenten reducciones significativas en los valores de cumplimiento.

Por lo tanto, es necesario que la empresa realice las acciones pertinentes para que el total de sus alimentadores cumplan satisfactoriamente los valores de calidad establecidos por los entes reguladores, de manera tal que entreguen un servicio de óptima calidad a todos sus usuarios.

5. Aspectos Técnico – Administrativos

5.1. Indicadores técnico Administrativos

Mediante la Tabla 13, se muestran los indicadores técnico administrativos, así como los referentes a los cuales se debe ajustar la empresa.

Tabla 13. Indicadores Técnico-Administrativos

AÑO	Relación Suscriptores sin Medición (%)	Relación Reclamos Fact. (por 10.000 fact.)	Atención Reclamos Servicio (%)	Atención Solicitud de Conexión (%)
Referente	5.00	100.00	0.00	0.00
2008	0.44	6.06	0	0.3
2009	0.52	6.58	0	0.82

Fuente : SUI

De acuerdo con la información cargada al SUI, la empresa cumple satisfactoriamente el indicador de Relación de Suscriptores, ya que del total de los usuarios, solo tiene un 0.52 % de ellos sin medición.

De igual forma, el indicador de Relación de Reclamos que se muestra es considerablemente bueno, ya que por cada 10.000 facturas solo se presentan 6.58 reclamos sobre las mismas.

Por otra parte, la no atención de solicitudes de conexión se incrementó en el 2009 un 0.52 % con respecto al número de solicitudes no atendidas en el 2008, evidenciándose de esta forma que la empresa no cumple con el referente establecido para este indicador.

5.2. Compras de Energía

Empresas Públicas de Medellín E.S.P., redujo sus compras de energía durante el 2009 en un 3,55%, pasando de comprar 9.599.196,05 MWh en 2008 a comprar 9.258.622,23 MWh en 2009. Esta reducción en las compras de energía está justificada en la disminución del consumo de los usuarios regulados y no regulados durante el año.

Al presentarse un menor consumo de energía por parte de los usuarios, la empresa tuvo la oportunidad de reducir su exposición a bolsa en 61.62%, mientras que incrementó la cantidad de energía transada en contratos un 3.36%.

La menor exposición a bolsa por parte de la empresa, se muestra como un factor positivo que permite que las tarifas de energía tengan un comportamiento más estable durante todo el periodo de análisis.

Tabla 14. Compras de Energía

Concepto	2008	2009	Variación (%)
Contratos (Mwh)	8,579,107.14	8,867,130.42	3.36
Bolsa (Mwh)	1,020,088.91	391,491.81	-61.62
Total (Mwh)	9,599,196.05	9,258,622.23	-3.55

Fuente: XM S. A. ESP- NEON

6. Evaluación de la Gestión

6.1. Indicadores de Gestión

En los indicadores de gestión relacionados con el riesgo financiero de las empresas se encontró que EPM Energía satisface los indicadores de margen operacional, cobertura de intereses y razón corriente. Pese a que en las rotaciones de recaudo y pago a proveedores los resultados no son óptimos, su resultado no se observa demasiado alejado de los referentes.

Tabla 15. Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2009	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,20%	45%	CUMPLE
Cobertura de Intereses – Veces	6	16,5	CUMPLE
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	58	59,1	NO CUMPLE
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	45	60,1	NO CUMPLE
Razón Corriente – Veces	2	2,1	CUMPLE

Fuente: SUI

La razón de rentabilidad referente al margen operacional es de 45%, valor que al compararlo con el del año 2008, presenta un incremento de 1,13%.

Para el 2009 la diferencia entre el margen operacional y su referente es de 32,8 %, indicador que representa una buena administración operativa, permitiendo que la empresa se encuentre en una posición muy favorable para cumplir con sus obligaciones de impuestos e intereses, tal como lo muestra el indicador de cobertura de intereses.

Aunque desde el punto de vista de los indicadores, la empresa cuenta con unas finanzas sanas, es necesario que se tomen las acciones necesarias para cumplir con los indicadores de rotación de cuentas por cobrar y rotación de cuentas por pagar los cuales superan los referentes.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

De acuerdo con la información que aparece reportada en el Sistema Único de Información – SUI, la empresa tiene para el 2009 pendiente el cargue de los siguientes formatos:

Tabla 16. Formatos Pendientes por Cargue al SUI 2009

TOPICO	AÑO	PERIODICIDAD	PERIODO	FORMATO	ESTADO
Comercial	2009	Semestral	1	0.5 Factoracion y Recaudo	Pendiente
Comercial	2009	Semestral	2	0.5 Factoracion y Recaudo	Pendiente
Financiero	2009	Anual	1	0.6 Personal por Categoría de empleo	Pendiente

Fuente:SUI

Tabla 17. Total de Formatos no Cargados al SUI

Año	Formatos
2009	3
2008	3
2007	9
2006	18
2005	15
2004	19
2003	12
Total	79

Fuente:SUI

Tal como se muestra en las tablas 16 y 17, la empresa ha cargado al SUI, durante los años 2008 y 2009, casi la totalidad de los formatos exigidos. Sin embargo, se requerirá a la empresa para que se ponga al día con los formatos que tiene pendientes, en especial de los años anteriores a 2008.

La empresa deberá verificar cuáles de los formatos que aparecen pendientes no le corresponde cargar, para que solicite a la SSPD su anulación.

8. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2009, la Dirección de Investigaciones de la Delegada para Energía y Gas de la Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios, expidió tres resoluciones sancionatorias por un monto total de \$ 91.678.800, como se muestra en la tabla 18.

Tabla 18. Acciones de la SSPD Sobre la Empresa

Causal	Fecha	Monto	Estado
Falla en la prestación del servicio	40154	65840000	Agotó Vía Gubernativa
Calidad del Servicio	40093	10931800	Agotó Vía Gubernativa
Contrato de condiciones Uniformes	39927	14907000	Agotó Vía Gubernativa

Fuente: Superintendencia.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo con el análisis realizado, se concluye que las Empresas Públicas de Medellín E.S.P., realizan una gestión buena en el sector energético, ya que desde el punto de vista de los indicadores financieros y de gestión se encuentran en una posición sólida en el mercado, con capacidad económica y técnica suficiente para suministrar a los usuarios un servicio óptimo enmarcado dentro de los parámetros de calidad y suficiencia financiera emitidos por los entes reguladores.

Se recomienda a la empresa para que enfoque sus esfuerzos en mejorar la confiabilidad de los circuitos de alimentación de los grupos 2, 3 y 4, los cuales presentan índices de cumplimiento de calidad bajos, lo que afecta de esta forma la prestación del servicio a los usuarios.

Por otra parte, dada la baja exposición a bolsa que tiene la empresa, el valor del kilovatio hora cobrado a los usuarios presenta un comportamiento estable durante todo el año, que se ve reflejado en la tarifa de energía eléctrica, más aún si se tiene

en cuenta que el sector energético se vio afectado en el 2009 por el fenómeno del Niño.

Se recomienda que la empresa realice la gestión necesaria ante la Superintendencia para que reporte la información pendiente al SUI.

Se recomienda a la empresa para que adelante las acciones necesarias, con el fin de verificar que la totalidad de sus transformadores cumplan los parámetros de calidad de potencia exigidos por la regulación.