

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESAS PÚBLICAS DE URAO E.S.P.**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, octubre de 2018**

## EMPRESAS PÚBLICAS DE URRAO E.S.P. ANÁLISIS AÑO 2017

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Las EMPRESAS PÚBLICAS DE URRAO E.S.P., en adelante EPU, se constituyó en el año 1990 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 19 de diciembre de 2005. Desarrolla la actividad de Generación de energía eléctrica desde el 1 de enero de 1992. Adicionalmente presta los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo; sin embargo, en el presente informe solo se evaluará el servicio de energía eléctrica.

*Tabla No 1. Datos Generales*

<b>Tipo de Sociedad</b>	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO
<b>Razón Social</b>	EMPRESAS PÚBLICAS DE URRAO E.S.P.
<b>Sigla</b>	EPU
<b>Representante Legal</b>	Bayardo Larrea Durando
<b>Actividad desarrollada</b>	Generación
<b>Año de entrada en operación</b>	1992
<b>Clasificación</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>Fecha última actualización RUPS</b>	19/04/2018

Fuente: SUI

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 20151300047005 de 2015 que modificó la Resolución SSPD No 20071300027015 de 2007; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual.

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

#### 2.1. Aspectos Administrativos

EPU es una Empresa Industrial y Comercial del Estado del orden Municipal, prestadora de servicios públicos domiciliarios. Para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 41 personas vinculadas a la empresa, de las cuales 6 personas trabajan en el Negocio de Energía. Según la información suministrada por la empresa en mención, no cuenta con certificación de calidad.

*Tabla No 2. Planta de Personal*

<b>EMPRESAS PÚBLICAS DE URRAO</b>	
Administrativo	9
Energía	6
Acueducto	8
Alcantarillado	1
Aseo	9
Planta compostaje – Escobita - Jardinería	8
Total Empleados	41

Fuente: Elaboración propia a partir de información EPU

## 2.2. Aspectos Financieros

### Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas

*“(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”*

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2018 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera del año 2017. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2016 y 2017 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se aprecia en la Tabla No 3.

Tabla No 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2017.

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2017	2016
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	5%	-1%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	5%	-3%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	21%	-8%
Ciclo Operacional	Liquidez	41	-37
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	6	-0,43
Razón Corriente	Liquidez	0,8	0,21
Patrimonio sobre Activo	Solidez	73%	67%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	31%	52%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	7%	4%
<b>Patrimonio</b>		<b>1.841.978.552</b>	<b>1.747.018.113</b>
<b>Riesgo Financiero</b>		<b>0</b>	<b>3</b>

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, EPU, evidencia un nivel de riesgo financiero bajo (0) para 2017, mejorando la situación que presentó en el año 2016 cuyo resultado estaba catalogado como alto (3).

### Estado de Situación Financiera

Para la vigencia 2017 los recursos de EPU se encuentran apalancados en un 27% con terceros dejando el 73% en la financiación interna. Con relación a la vigencia 2016, el porcentaje de apalancamiento con terceros disminuyo en un 6%.

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo con un 93% (Gráfico No 1), siendo la propiedad planta y equipo (PPE) el rubro que presenta mayor valor posicionándose en \$1.922 millones para el año 2017, disminuyendo respecto al año 2016 vigencia que se posicionaba en \$2.083 millones, seguido por las inversiones en administración y liquidez con \$418 millones que según las notas a los estados financieros corresponden a Inversiones para la proyección de construcción de un

proyecto energético que se desarrollará en el municipio de Urrao llamado Penderisco I y Penderisco II, para el cual no se tiene fecha programada de construcción.

*Tabla No 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2017-2016*

<b>ACTIVOS</b>	<b>2.017</b>	<b>AV</b>	<b>2.016</b>	<b>AV</b>	<b>AH</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	76.305.075	3%	33.137.169	1%	130%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	100.722.168	4%	57.655.193	2%	75%
Otros activos corrientes	1.315.687	0%	3.384.415	0%	-61%
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>178.342.930</b>	<b>7%</b>	<b>94.176.777</b>	<b>4%</b>	<b>89%</b>
Inversiones e instrumentos derivados	418.632.150	17%	418.632.150	16%	0%
Propiedades, planta y equipo	1.921.929.933	76%	2.083.613.734	80%	-8%
Activos por impuestos diferidos	11.229.961	0%	9.009.605	0%	25%
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>2.351.792.044</b>	<b>93%</b>	<b>2.511.255.489</b>	<b>96%</b>	<b>-6%</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>2.530.134.974</b>	<b>100%</b>	<b>2.605.432.266</b>	<b>100%</b>	<b>-3%</b>

<b>PASIVOS</b>	<b>2.017</b>	<b>AV</b>	<b>2.016</b>	<b>AV</b>	<b>AH</b>
Operaciones de banca central e instituciones financieras	101.698.513	4%	254.246.233	10%	-60%
Provisiones corrientes por beneficios a empleados	100.486.169	4%	54.241.449	2%	85%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.013.246	0%	135.000.000	5%	-95%
Retención en la fuente e impuesto de timbre	1.319.071	0%	698.158	0%	89%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>210.516.999</b>	<b>8%</b>	<b>444.185.840</b>	<b>17%</b>	<b>-53%</b>
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	367.229.254	15%	303.818.144	12%	21%
Pasivo por impuestos diferidos	110.410.169	4%	110.410.169	4%	0%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>477.639.423</b>	<b>19%</b>	<b>414.228.313</b>	<b>16%</b>	<b>15%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>688.156.422</b>	<b>27%</b>	<b>858.414.153</b>	<b>33%</b>	<b>-20%</b>

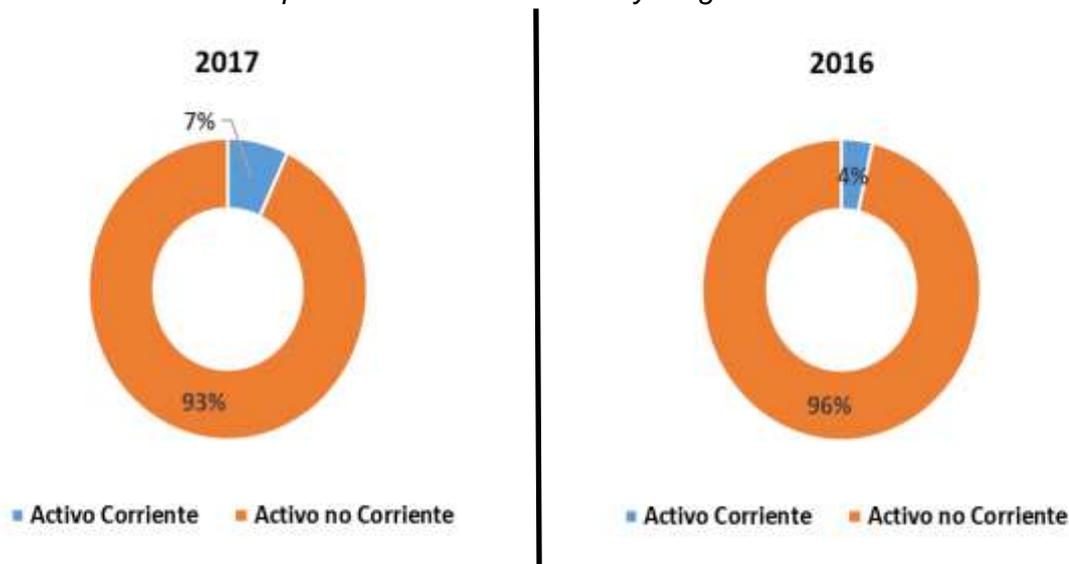
  

<b>PATRIMONIO</b>					
Capital Fiscal	859.649.808	34%	854.229.990	33%	1%
Resultado del Ejercicio	30.858.349	1%	-58.682.272	-2%	-153%
Impactos por la transición al nuevo marco de regulación	951.470.395	38%	951.470.395	37%	0%
<b>Total patrimonio</b>	<b>1.841.978.552</b>	<b>73%</b>	<b>1.747.018.113</b>	<b>67%</b>	<b>5%</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>2.530.134.974</b>	<b>100%</b>	<b>2.605.432.266</b>	<b>100%</b>	<b>-3%</b>

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2017-2016.

En cuanto a las cuentas por cobrar que ascienden a \$100 millones, las cuentas por cobrar del servicio público son el 79% dejando el 21% para anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones.

Gráfico No 1. Comportamiento Activo - Corto y Largo Plazo 2017-2016



Fuente: SUI

Del rubro de mayor importancia en el activo, que es la Propiedad planta y equipo, la tabla siguiente muestra como la principal variación está sustentada en la causación de la depreciación del año 2017, solamente los muebles y enseres y los equipos de comunicación muestran mayores valores en sus costos históricos

Tabla No 5. Propiedad, Planta y Equipo 2017-2016

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2017	COSTO HISTORICO 2016	VARIACIÓN
Terrenos	\$ 816.877.405	\$ 816.877.405	\$ 0
Plantas Ductos y Túneles	\$ 1.376.003.274	\$ 1.376.003.274	\$ 0
Maquinaria y Equipo	\$ 53.418.403	\$ 53.418.403	\$ 0
Muebles y Enseres	\$ 10.505.006	\$ 10.104.452	\$ 400.554
Equipo de Comunicación	\$ 21.260.306	\$ 19.346.306	\$ 1.914.000
Equipo de Transporte	\$ 7.450.000	\$ 7.450.000	\$ 0
Depreciación Acumulada	-\$ 363.584.461	-\$ 199.586.106	-\$ 163.998.355
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 1.921.929.933</b>	<b>\$ 2.275.749.840</b>	

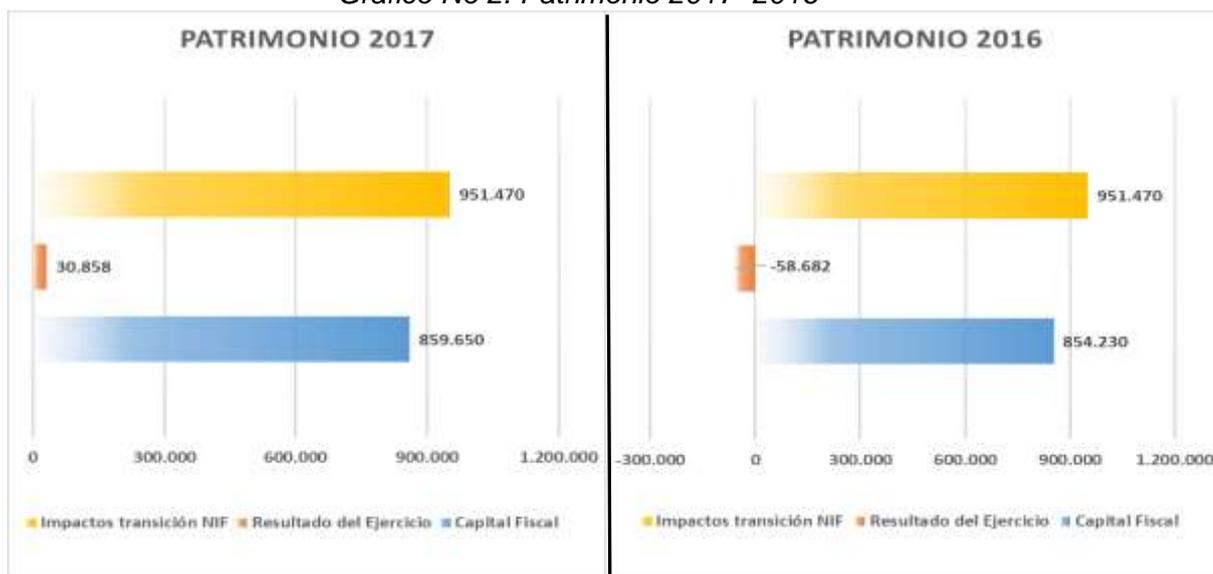
Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2017-2016

Del endeudamiento con terceros, los rubros más representativos se concentran en el largo plazo y corresponden a, provisiones no corrientes por beneficios a los empleados que se posicionan en \$367 millones, seguido de pasivo por impuestos diferidos posicionándose en \$110 millones. Con relación al pasivo a corto plazo de los \$210 millones, 48% corresponde a pasivos financieros, 48% a provisiones por beneficios a empleados, 3% cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por pagar, y el 1% a Retención en la Fuente.

Con relación a las obligaciones financieras la empresa comenta que corresponde a financiamiento con la entidad bancaria Bancolombia con un saldo de capital por \$101.698.513, dicho préstamo fue realizado por la entidad para la inversión en el proyecto de energía que se desarrollará en el municipio de Urao llamado Penderisco I y Penderisco II.

Con relación al apalancamiento interno, EPU presenta un incremento de 5% con relación al 2016, posicionándose en \$1.842 millones a diciembre de 2017, el patrimonio evidencia un mejoramiento de \$ 95 millones, como consecuencia de los resultados positivos del ejercicio para el 2017 y ajuste en la cuenta capital fiscal (Gráfico No. 2)

Gráfico No 2. Patrimonio 2017- 2016



Fuente: SUI

### Estado de Resultados Integrales

EPU presta la actividad de Generación de Energía Eléctrica, para los años 2017 y 2016, los ingresos de actividades ordinarias ascendieron a \$906 millones y \$980 millones, respectivamente. La empresa argumenta que los ingresos operacionales disminuyeron debido al cambio de modelo en la gestión de ventas así:

*“Para el 2016 la energía se vendía a bolsa, en el 2017 se toma la decisión de variar al modelo de venta de energía 50% precio fijo, bajo la modalidad precio piso y techo, donde el mínimo de piso es de 130 M/cte KW/h y de techo de 130 M/cte KW/h, es decir sin importar si en bolsa se cotiza a valor inferior o superior a esta cifra, se pagará el KW/h a 130 M/cte KW/h, .. el 50% restante de la energía generada a un precio fijo bajo la modalidad precio piso y techo, donde el mínimo de piso es de 150 M/cte KW/h y de techo de 150 M/cte KW/H, es decir sin importar si en bolsa se cotiza a valor inferior o superior a esta cifra, se pagará el KW/h a 130 M/cte. Con este nuevo modelo implementado a partir del año 2017 se observan los meses con ingresos más uniformes y sin picos altos y bajos como el año 2016.*

*Así la variación negativa que presentan los ingresos se da por el cambio del modelo de venta de la energía en bolsa.”*

El costo de ventas de la compañía se posiciona en \$572 millones representando el 63% del total de los ingresos de actividades ordinarias. Los costos presentan un decrecimiento del 31,6% equivalentes a \$264 millones. Los gastos administrativos se

posicionan en \$302 millones. Estos aumentaron en \$73 millones de pesos con relación a la vigencia 2016.

*Tabla No 6. Estado de Resultados Integral Comparativo 2017-2016*

<b>Estado de Resultados Integral</b>	<b>2.017</b>	<b>AH</b>	<b>2.016</b>	<b>AH</b>	<b>AV</b>
Ingresos de Actividades Ordinarias	905.844.132	100,0%	980.813.807	100,0%	-7,6%
Costo de ventas	571.905.131	63,1%	836.468.259	85,3%	-31,6%
<b>Ganancia Bruta</b>	<b>333.939.001</b>	<b>36,9%</b>	<b>144.345.548</b>	<b>14,7%</b>	<b>131,3%</b>
Ingresos por Transferencias y subvenciones	0	0,0%	69.806.077	7,1%	-100,0%
Gastos de administración, operación y ventas	302.309.576	33,4%	229.060.861	23,4%	32,0%
<b>Ganancia (pérdida), por actividades de operación</b>	<b>31.629.425</b>	<b>3,5%</b>	<b>-14.909.236</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-312,1%</b>
Ingresos Financieros	2.880.075	0,3%	7.741.095	0,8%	-62,8%
Otros Ingresos	30.783.496	3,4%	0	0,0%	
<b>Otros Ingresos</b>	<b>33.663.571</b>	<b>3,7%</b>	<b>7.741.095</b>	<b>0,8%</b>	<b>334,9%</b>
Depreciación	4.832.767	0,5%	5.978.710	0,6%	-19,2%
Provisiones	0	0,0%	3.944.490	0,4%	-100,0%
Comisiones	9.243.495	1,0%	7.074.233	0,7%	30,7%
Gastos financieros	18.523.482	2,0%	34.516.698	3,5%	-46,3%
Otros gastos diversos	3.428	0,0%	0	0,0%	0,0%
Subtotal Otros Gastos	32.603.172	3,6%	51.514.131	5,3%	-36,7%
<b>Ganancia o Pérdida, Antes de Impuestos</b>	<b>32.689.824</b>	<b>3,6%</b>	<b>-58.682.272</b>	<b>-6,0%</b>	<b>-155,7%</b>
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	1.831.475	0,2%	0	0,0%	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>30.858.349</b>	<b>3,4%</b>	<b>-58.682.272</b>	<b>-6,0%</b>	<b>-152,6%</b>

Fuente: SUI

Las utilidades del 2017 se posicionaron en \$30.858.349, estos equivalen al 3,4% de los ingresos de actividades ordinarias, ya descontado los gastos por impuestos, este porcentaje aumenta con relación al 2016, vigencia que tuvo menos 6% con pérdidas por el orden de \$59 millones de pesos.

### **Estado de Flujo de Efectivo**

La compañía, a solicitud de la Dirección técnica de Gestión de Energía (DTGE), entregó el flujo de caja real a agosto de 2018. Se evidencian excedentes de efectivo por el orden de \$112 millones de pesos en agosto de 2018.

En el 2018, a la fecha, el rubro principal de entrada de efectivo es la venta de energía, en cuanto a los egresos sus principales salidas corresponden a nómina \$214 millones y pago a proveedores \$115 millones.

Tabla No 7. Flujo de Efectivo real agosto 2018

	ENE-2018	FEB-2018	MAR-218	ABR-2018
<b>Saldo inicial de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>76.305</b>	<b>-12.589</b>	<b>74.144</b>	<b>46.719</b>
Efectivo Generado En Actividades De Operación				
ORIGEN				
Venta de servicios de energía	0	154.914	20.000	128.212
Recaudo deudores	0	0	0	0
Aportes	0	30.000	0	0
Otros ingresos generados en las actividades de operación	0	0	0	0
Ingresos de capital	0	0	0	0
<b>Efectivo Originado En Actividades De Operación</b>	<b>0</b>	<b>184.914</b>	<b>20.000</b>	<b>128.212</b>
APLICACIÓN				
Pago a proveedores	40.596	19.763	3.002	8.141
Pago acreedores	1.270	9.605	3.670	8.443
Pago seguridad social	3.193	3.278	3.013	3.132
Pago servicios públicos	847	498	0	929
Pago impuestos	1.873	1.885	1.291	5.524
Pago contribuciones y tasas	0	998	0	690
Pago nómina y prestaciones sociales	27.627	48.771	23.172	20.785
Pago preinversión	0	0	0	0
Pago servicio de la deuda	13.488	13.383	13.277	13.182
<b>Efectivo Aplicado En Actividades De Operación</b>	<b>88.894</b>	<b>98.181</b>	<b>47.425</b>	<b>60.826</b>
<b>Total Efectivo Generado En Actividades De Operación</b>	<b>-88.894</b>	<b>86.733</b>	<b>-27.425</b>	<b>67.386</b>
<b>Saldo Final De Efectivo Y Equivalentes De Efectivo</b>	<b>-12.589</b>	<b>74.144</b>	<b>46.719</b>	<b>114.105</b>
Efectivo Y Equivalentes Al Efectivo				
Caja, bancos y corporaciones	-12.589	74.144	46.719	114.105
<b>Total De Efectivo Y Equivalentes De Efectivo</b>	<b>-12.589</b>	<b>74.144</b>	<b>46.719</b>	<b>114.105</b>

	MAY-2018	JUN-2018	JUL-2018	AGO-2018	TOTAL
<b>Saldo inicial de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>114.105</b>	<b>134.591</b>	<b>136.241</b>	<b>154.016</b>	<b>76.305</b>
Efectivo Generado En Actividades De Operación					
ORIGEN					
Venta de servicios de energía	73.352	67.729	73.177	16.549	533.933
Recaudo deudores	0	0	0	0	0
Aportes	0	0	0	0	30.000
Otros ingresos generados en las actividades de operación	0	0	0	5.364	5.364
Ingresos de capital	0	0	0	0	0
<b>Efectivo Originado En Actividades De Operación</b>	<b>73.352</b>	<b>67.729</b>	<b>73.177</b>	<b>21.913</b>	<b>569.297</b>
APLICACIÓN					
Pago a proveedores	4.254	16.064	11.486	12.096	115.402
Pago acreedores	8.155	4.727	10.863	7.589	54.322
Pago seguridad social	3.313	3.955	2.817	3.827	26.528
Pago servicios públicos	598	522	985	597	4.976
Pago impuestos	1.257	5.662	1.282	5.549	24.323
Pago contribuciones y tasas	0	0	0	0	1.688
Pago nómina y prestaciones sociales	22.204	22.164	27.969	21.612	214.304
Pago preinversión	0	0	0	0	0
Pago servicio de la deuda	13.085	12.985	0	13.041	92.441
<b>Efectivo Aplicado En Actividades De Operación</b>	<b>52.866</b>	<b>66.079</b>	<b>55.402</b>	<b>64.311</b>	<b>533.984</b>
<b>Total Efectivo Generado En Actividades De Operación</b>	<b>20.486</b>	<b>1.650</b>	<b>17.775</b>	<b>-42.398</b>	<b>35.313</b>
<b>Saldo Final De Efectivo Y Equivalentes De Efectivo</b>	<b>134.591</b>	<b>136.241</b>	<b>154.016</b>	<b>111.618</b>	<b>111.618</b>
Efectivo Y Equivalentes Al Efectivo					
Caja, bancos y corporaciones	134.591	136.241	154.016	111.618	111.618
<b>Total De Efectivo Y Equivalentes De Efectivo</b>	<b>134.591</b>	<b>136.241</b>	<b>154.016</b>	<b>111.618</b>	<b>111.618</b>

Fuente: Empresas Públicas de Urao ESP (cifras en miles de pesos)

## **Estado de Flujo de Efectivo proyectado a diciembre de 2018 – 2019 – 2020**

La compañía, a solicitud de la Dirección técnica de Gestión de Energía (DTGE), entregó el flujo de caja proyectado a diciembre de 2018, diciembre de 2019 y diciembre de 2020 estas proyecciones muestran excedentes de efectivo por el orden de \$89 millones a cierre de 2018, \$45 millones a diciembre de 2019 y \$32 millones a 2020, los flujos de efectivo en estas proyecciones muestran disminuciones del efectivo final como consecuencia de mayores salidas operacionales.

*Tabla No 8. Flujo de Efectivo proyectado*

	<b>SEP-DIC 2018</b>	<b>AÑO 2019</b>	<b>AÑO 2020</b>
<b>Saldo inicial de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>111.618</b>	<b>89.458</b>	<b>44.907</b>
<b>Efectivo Generado En Actividades De Operación</b>			
ORIGEN			
Venta de servicios de energía	305.752	917.280	981.490
Recaudo deudores	0	0	0
Aportes	0	0	0
Otros ingresos generados en las actividades de operación	0	0	0
Ingresos de capital	0	0	0
<b>Efectivo Originado En Actividades De Operación</b>	<b>305.752</b>	<b>917.280</b>	<b>981.490</b>
<b>APLICACIÓN</b>			
Pago a proveedores	77.701	181.758	187.211
Pago acreedores	78.161	265.557	273.524
Pago seguridad social	15.864	58.782	61.133
Pago servicios públicos	2.988	8.837	9.191
Pago impuestos	12.162	38.309	39.841
Pago contribuciones y tasas	844	2.659	2.765
Pago nómina y prestaciones sociales	127.152	367.529	382.230
Pago preinversión	0	0	0
Pago servicio de la deuda	13.041	38.400	38.400
<b>Efectivo Aplicado En Actividades De Operación</b>	<b>327.913</b>	<b>961.831</b>	<b>994.294</b>
<b>Total Efectivo Generado En Actividades De Operación</b>	<b>-22.161</b>	<b>-44.551</b>	<b>-12.805</b>
<b>Saldo Final De Efectivo Y Equivalentes De Efectivo</b>	<b>89.457</b>	<b>44.907</b>	<b>32.103</b>
Efectivo Y Equivalentes Al Efectivo			
Caja, bancos y corporaciones	89.457	44.907	32.103
<b>Total De Efectivo Y Equivalentes De Efectivo</b>	<b>89.457</b>	<b>44.907</b>	<b>32.103</b>

Fuente: Empresas Públicas de Urrao ESP (cifras en miles de pesos)

### **2.3. Gestión de Riesgos**

El proceso de gestión de riesgos dentro de la empresa se encuentra en una fase de implementación. Además, este proceso no es continuo en todas las actividades que se desarrollan dentro de la organización.

#### **Descripción de la Política de Riesgos**

La empresa actualmente no cuenta con una política de riesgos donde se definan los lineamientos para desarrollar el sistema de gestión de riesgos.

#### **Sistema de Gestión de Riesgos**

Al analizar la información enviada por la empresa no se observa el desarrollo de un sistema de gestión de riesgos, el cual tenga la identificación de los riesgos, la medición (impacto/probabilidad), determinación de los niveles de riesgos y la estructuración de

la matriz y mapa de riesgos. Como tampoco se observan los controles o tratamientos de riesgos.

### Control Interno

La empresa cuenta con un área de control interno y cuenta con un modelo de control interno estandarizado para las entidades públicas en Colombia (MECI), el cual no está actualizado a los lineamientos que regula el decreto 1085 de 2015 y el decreto 648 de 2017.

### Gobierno Corporativo

El gobierno corporativo es el conjunto de normas, principios y procedimientos que regulan la estructura y el funcionamiento de los órganos de gobierno de la empresa. Establece las relaciones entre la junta directiva, los accionistas y el resto de partes interesadas, y estima los lineamientos por medio de los cuales se rige el proceso de toma de decisiones y la generación de valor.

La Junta Directiva de la empresa está compuesta de la siguiente forma:

- El alcalde Municipal quien la preside o su delegado.
- Por tres funcionarios de la administración Municipal.
- Por dos vocales de control con sus respectivos suplentes personales, registrados por los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios, los cuales son designados por el alcalde.

La Estructura Organizacional de la empresa es la siguiente:

Imagen No. 1. Estructura Organizacional



Fuente: Empresas Públicas de Urrao ESP

La empresa cuenta con una Política de Calidad, Política de Seguridad y Salud en el Trabajo y un Sistema de Gestión y Seguridad de Salud en el Trabajo.

### **Plan de Continuidad**

La empresa no cuenta con un plan de continuidad para el servicio de energía ya que en esta unidad de negocio no realiza la operación y prestación directa y domiciliaria del mismo.

### **Registro de Eventos**

La empresa no cuenta con un registro de eventos presentados en los últimos años, como tampoco se tiene la descripción del evento y el plan de acción a seguir.

## **2.4. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6 de la Ley 689 de 2001, las empresas públicas no se encuentran obligadas a contratar Auditoría Externa de Gestión y Resultados, ni a reportar informe de auditoría de conformidad con la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006.

Ante requerimiento realizado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía, la E.S.P., de forma categórica responde que: *“...Teniendo en cuenta que la responsabilidad del Sistema de Control Interno es propia del Representante Legal y que esta responsabilidad es indelegable, se identifica que en el momento no está determinada su delegación en ningún funcionario de la entidad y que por el contrario en reunión de Junta Directiva de la Entidad, se determinó que esta responsabilidad únicamente estaría en cabeza de la gerencia...”*, de donde se evidencia, que no ha implementado la Oficina de Control Interno.

## **3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS**

### **3.1. Descripción de la infraestructura**

Antioquia es el Departamento con mayor capacidad de generación referente a Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's) concentrando un 41%, con un total de 47 PCH's; de las 115 que actualmente operan en Colombia, tal y como se evidencia en el Gráfico No 3.

Ahora bien, la Pequeña Central Hidroeléctrica de Urrao hace parte de estas plantas para generación hidráulica en el departamento, significando relevancia tanto por el sector de generación, como por la zona geográfica que representa. Adicionalmente, es importante señalar que cuenta con una capacidad efectiva neta de 1,03 MW y entró en operación a partir del 30 de julio de 2007<sup>1</sup>. La generación de energía es una de las principales fuentes de ingreso de Empresas Públicas de Urrao E.S.P., lo cual garantiza su sostenimiento e inversión social.

De acuerdo con el permiso de Concesión de Aguas Superficiales para generación eléctrica y actual operación de la planta de energía, se están captando 2.000 l/s del río

---

<sup>1</sup> Parámetros Técnicos del SIN-Listado de pequeñas centrales eléctricas. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista>

Urrao en las coordenadas 6°20'0.4" N y 76°07'41.2" W; asegurando un caudal ecológico permanente en el río Urrao de 1.02 m<sup>3</sup>/s, durante la operación de la planta.

Gráfico No 3. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas



Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en PARATEC de XM.<sup>2</sup>

La planta de energía consiste en una central a filo de agua, es decir no tiene un embalse asociado y depende del caudal del río Urrao, del cual toma el agua para generar. El proceso consiste en la captación del agua, mediante una actividad anticipada de limpieza de sólidos y control que permite al río continuar con un caudal ambiental y con una regulación de lo que va hacia la planta de generación.

La central está compuesta por dos generadores con capacidad de 780 KVA y 250 KVA. En el Gráfico No 4 es posible identificar los datos nominales referentes a cada máquina, cada generador cuenta con su respectiva turbina que, para el caso de esta PCH, es tipo Francis, la más usada en las PCH's del país. Esta turbina asociada a cada generador convierte la energía cinética en energía eléctrica mediante cada generador sincrónico acoplado a la turbina. En la Imagen No 2 se muestra gráficamente este proceso en la PCH.

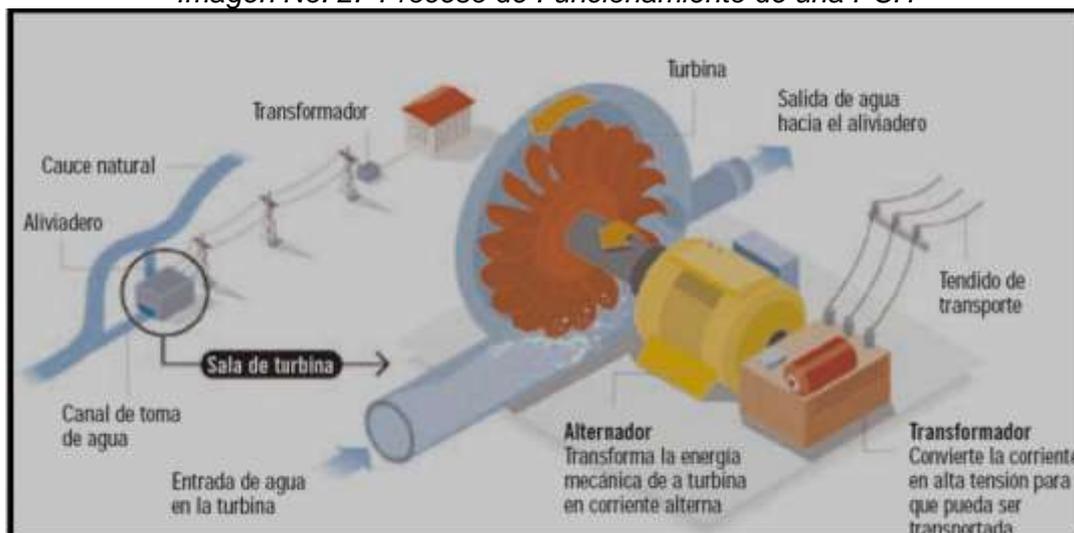
Gráfico No 4. Datos nominales de los generadores de la PCH URRAO



Fuente: Elaboración propia a partir de la información y fotografías suministradas por Empresas Públicas de Urrao ESP.

<sup>2</sup> Ibídem

Imagen No. 2. Proceso de Funcionamiento de una PCH



Fuente: Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas".<sup>3</sup>

En cuanto a la comercialización de la energía generada al Sistema Interconectado Nacional, es necesario indicar que esta se desarrolla mediante el agente operador GENERCOMERCIAL S.A.S E.S.P, de acuerdo con la información disponible en PARATEC<sup>4</sup>; sin embargo, en la información suministrada por EPU, se declara la comercialización a través del agente operador GENERAMOS S.A. E.S.P. En consecuencia, se identificó mediante el portal de noticias de PARATEC<sup>5</sup> que a partir del 08 de septiembre de 2016 se actualizó el agente operador de la central de generación hidráulica URRAO de GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P. a GENERCOMERCIAL S.A.S E.S.P.

A continuación, se evidencia un registro fotográfico que describe la planta operacional de la PCH Urrao, mostrando cada una de las máquinas eléctricas que la componen y el tablero de control de estas.

Imagen No. 3. Planta de energía Urrao



Fuente: Empresas Públicas de Urrao E.S.P.

<sup>3</sup> Tomado de: [http://cef.uca.edu.sv/descargables/2011\\_12\\_cursoMAGMA/pequeñas\\_centrales\\_hidroelectricas.pdf](http://cef.uca.edu.sv/descargables/2011_12_cursoMAGMA/pequeñas_centrales_hidroelectricas.pdf)

<sup>4</sup> Parámetros Técnicos del SIN.

<sup>5</sup> *Ibidem*.

Imagen No. 4. Tableros de control de los generadores



Fuente: Empresas Públicas de Urao E.S.P.

### 3.2. Pólizas

En cuanto a las pólizas, EPU cuenta con el “*cobrimiento todo riesgo daños materiales entidades estatales*” con la Aseguradora Solidaria de Colombia, en modalidad anual que tiene un periodo de cobertura del 15 de mayo de 2018 al 15 de mayo 2019; por lo que actualmente, se encuentran amparados y asegurados muebles y enseres, maquinaria y equipo, equipo de cómputo y procesamiento de datos. En la Tabla No 9 se muestra a detalle el contenido de la póliza adquirida por la empresa.

Tabla No 9. Detalle de Póliza.

Descripción	Valor asegurado
<b>Todo riesgo- daños materiales</b>	
Muebles y enseres	156,088,916
Maquinaria y equipo	184,882,511
Equipo de cómputo y procesamiento de datos	73,618,233
<b>Asonada, motín, huelga, actos malintencionados de terceros y terrorismo</b>	
Muebles y enseres	156,088,916
Maquinaria y equipo	184,882,511
Equipo de cómputo y procesamiento de datos	73,618,233
<b>Terremoto, temblor y erupción volcánica</b>	
Muebles y enseres	156,088,916
Maquinaria y equipo	184,882,511
Equipo de cómputo y procesamiento de datos	73,618,233
<b>Hurto calificado</b>	
Muebles y enseres	156,088,916
Maquinaria y equipo	184,882,511
Equipo de cómputo y procesamiento de datos	73,618,233
<b>Responsabilidad civil extracontractual</b>	
Patrimonio del asegurado	100,000,000
<b>VALOR ASEGURADO TOTAL</b>	<b>514,589,660</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por Empresas Públicas de Urao E.S.P.

### 3.3. Plan de Emergencia

EPU cuenta con un plan de emergencias y contingencias asesorado por Colmena Seguros, con el objetivo de garantizar la capacidad de respuesta del establecimiento para disminuir la vulnerabilidad de las estructuras, las personas y los procesos frente a situaciones de emergencia o desastres internos de la empresa o en su área de influencia, garantizando la continuidad de los servicios en situaciones críticas.

El responsable del comité de Emergencias es el gerente de la empresa, lo que demuestra compromiso mediante un vínculo directo al cargo de mayor relevancia dentro de la empresa. De forma general, en el plan de emergencias se define la política de emergencia trazada por la empresa teniendo en cuenta los preparativos, los escenarios de afectación y el correspondiente análisis de amenazas que se pueden presentar, bien sea porque se tiene un precedente histórico, o porque resulta tener una calificación de alta probabilidad de presentación. Adicionalmente se definen parámetros que determinan la vulnerabilidad de las personas, para así cuantificar un análisis consolidado y en consecuencia una determinación del riesgo.

Dentro de este plan de emergencia se establecen funciones y responsabilidades específicas a cada uno de los trabajadores relacionados, asegurando un compromiso como resultado de la previa vinculación señalada en este plan de emergencia, que tiene como propósito dar resultados en cuanto a correctas secuencias de pasos y respuestas de emergencia ante eventos que impliquen peligro. El plan de emergencia cuenta con planos del establecimiento para definición de las rutas de evacuación y recursos disponibles por piso.

### 3.4. Energía generada mensualmente durante el año 2018

Durante lo corrido del año 2018, la pequeña central hidroeléctrica de Urrao ha operado permanente durante las 24 horas del día a excepción de los días del 7 al 13 de julio de 2018, lo que significó una disminución del 60,65% de lo que en promedio se ha generado en el 2018, que corresponde a 517.33 MWh/mes. Este argumento se puede validar en la Tabla No 10 y en el Gráfico No 5.

*Tabla No 10. Energía generada por mes por la PCH Urrao*

Mes	Energía generada mensualmente (MWh) 2018
ENERO	581,57
FEBRERO	523,16
MARZO	569,9
ABRIL	554,18
MAYO	539,35
JUNIO	586,17
JULIO	203,55
AGOSTO	553,38
SEPTIEMBRE	544,74

Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados por Empresas Públicas de Urrao E.S.P.

Gráfico No 5. Generación de energía por mes



Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados por Empresas Públicas de Urrao ESP.

### 3.5 Registro de mantenimientos

Durante lo corrido del año 2018 se han realizado 18 intervenciones a la pequeña central para actividades de reparación y mantenimiento. Entre los procedimientos más comunes que se realizaron están: el cambio de aceite a las plantas, revisión de escobillas, interruptores y bandas, corrección en comunicaciones por falta de señal, cambio de cañuelas del transformador, cambio de medidores y el cambio de fusibles de la planta de 780 KVA. Adicionalmente en el mes de julio cuando se presentó la indisponibilidad de la planta por varios días fue por una descarga atmosférica que ocasionó el daño de un transformador de corriente (CT), lo que requirió intervención de personal externo a la empresa para el cambio del CT correspondiente.

El registro que realiza la empresa para el mantenimiento y actividades de reparación es mediante descripciones en un cuaderno de forma manual, por lo que en ocasiones no es legible y por lo tanto no aporta la información necesaria para hacer un control y seguimiento a este tipo de actividades. Además, según la empresa los encargados del mantenimiento son quienes operan la planta teniendo un grado de escolaridad de bachiller, sin embargo en el registro se puede observar que personas externas ingresan a la planta a realizar las actividades de reparación y cambio de equipos eléctricos, por lo que se recomienda a la empresa contar con un registro digital que aporta seguridad a la información que se recolecta y legibilidad para el lector.

### 3.6 Cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE

En el Capítulo 4 del RETIE, se establecen los requisitos para el proceso de generación. A continuación, se describen algunos incumplimientos al RETIE identificados en la PCH Urrao, que representan un riesgo altamente probable de comprometer la seguridad de las personas, animales y medio ambiente, referente al artículo 21.1 “EDIFICACIONES”:

- “(...) **Literal d.** *Queda terminantemente prohibido el empleo de materiales combustibles en las proximidades de las canalizaciones y de las máquinas o equipos bajo tensión, permitiéndose su utilización siempre y cuando estén alejados de la parte en tensión o debidamente protegidos (por ejemplo, en instalaciones con plantas diésel) (...).*”

Respecto a lo anterior, es importante señalar que en el reporte fotográfico suministrado de la PCH Urrao, se pudo identificar que el techo de la edificación es de

madera, un material altamente inflamable; lo que deja en evidencia que dicha condición estructural, representa un riesgo inminente, en el sentido en que si se llegase a presentar un caso de conflagración al interior de la PCH, esto podría generar un accidente de origen eléctrico, con afectación a personas, animales y medio ambiente.

Cabe indicar que en el plan de emergencias de EPU, asesorado por Colmena Seguros, en su momento también se identificaron materiales inflamables dentro de la estructura, como lo son la madera y el drywall. Por lo anterior, se recomienda realizar una modificación urgente al mismo, respecto a este tipo de materiales en la central.

- “(...) **Literal e.** En el centro de control de la planta debe disponerse de un mímico que represente el diagrama unifilar de la central, que cubra los sistemas de media y alta tensión y de las líneas de transmisión asociadas con conexión física directa a la central, el cual debe ir sobre paneles o en pantallas de computador y cerca de los centros de mando (...)”.

En el registro fotográfico realizado a la PCH Urrao es posible identificar que en la edificación no se cuenta con la representación del diagrama unifilar de la planta y aunque la empresa argumenta que se está en proceso de actualización de este, se recomienda la disposición del diagrama unifilar en un sitio visible y de fácil acceso dentro de la planta de generación de energía.

Por último, aunque la empresa manifiesta estar en actualización de cumplimiento de RETIE, se recomienda la verificación y el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Reglamento capítulo 4, artículo 21 numerales 2,3, 5, 6 y 7, siempre teniendo en cuenta la disposición del artículo 34.6 que indica que los dictámenes de inspección tendrán una validez de quince (15) años para plantas de generación. Todo esto con el objetivo de asegurar la correcta operación de la planta con la seguridad eléctrica que se requiere para el proceso de operación de la PCH Urrao.

### **3.7 Comentarios Generales**

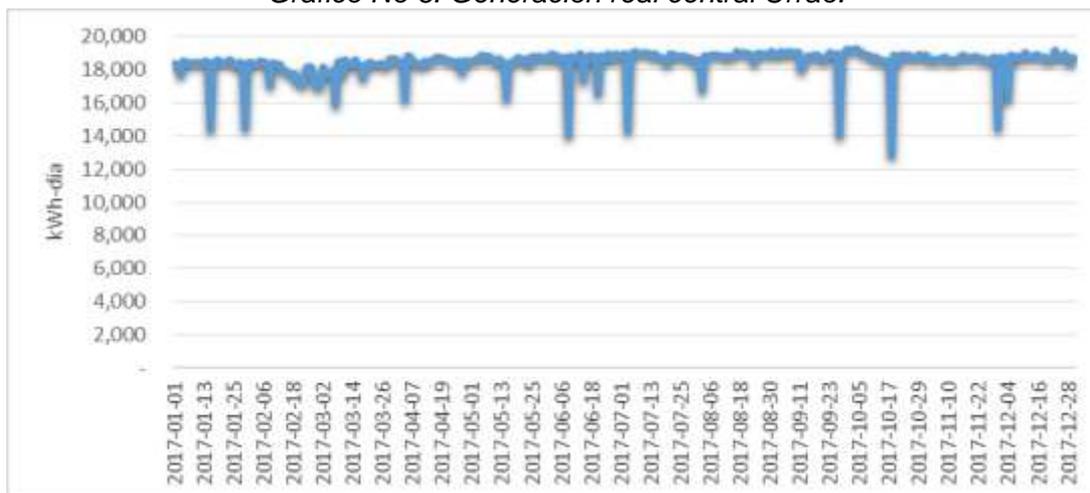
En cuanto a lo referente a diagramas de procesos, diagramas unifilares y los procesos documentados para administración, operación y mantenimiento de la infraestructura; la empresa argumenta encontrarse en proceso de actualización, sin embargo, es necesario que se cuente con estas herramientas ya que con la disposición de ellas es posible llevar a cabo de la mejor manera y en cumplimiento a lo normativo el proceso de operación y mantenimiento de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Urrao.

Finalmente, el mapa de riesgos identificados en dichos procesos, incluyendo los mecanismos de mitigación y control, no se pueden sustituir por un análisis seguro de las tareas en el que se identifica la labor a desarrollar, los pasos, riesgos y controles que conlleva realizarla. Ya que con esta caracterización no es posible cuantificar ni calificar la probabilidad de presentación de un riesgo, condiciones que son indispensables para una completa perspectiva y análisis mediante un mapa de riesgos.

## **4 ASPECTOS COMERCIALES**

Durante el año 2017, la central hidroeléctrica, presentó una generación promedio de 18.495 kWh-día, con generación continua y sin indisponibilidades en su generación de energía eléctrica.

Gráfico No 6. Generación real central Urrao.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Portal BI de XM.

En cuanto a los aspectos comerciales, no es posible identificar ni los contratos que tiene la empresa con GENERCOMERCIAL S.A.S. E.S.P. para la representación ante el MEM ni los contratos de suministro de energía que tiene con esta misma empresa, pues ante el requerimiento de la Superintendencia, la prestadora no dio respuesta a los aspectos comerciales, respondiendo con otros documentos que no correspondían a la solicitud. Por esta razón, no es posible identificar el riesgo comercial de Urrao.

No obstante, dado la condición de la central, la empresa debe minimizar el riesgo a través de su estrategia comercial, reduciendo el riesgo de incumplimiento por fallas operativas, modificaciones en la disponibilidad del recurso hídrico y la volatilidad del mercado.

## 5 EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; toda vez que los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2017, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, los mismos indicadores calculados para el año 2016, con la información del nuevo marco normativo NIF sin acudir a la comparación de los mismos con aquellos calculados para la vigencia 2015, que estuvieron vigentes para estas dos anualidades, de conformidad con la Resolución CREG 248 de 2016.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2017 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

*Tabla No 11. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 CREG*

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	13,04%	51,25%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,37	8,10	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	40,58	19,64	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0,00	11,69	Cumple
Razón Corriente – Veces	0,85	2,30	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

*Tabla No 12. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 NIF*

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	13,04%	49,61%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,37	5,73	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	40,58	41,80	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0,00	16,56	Cumple
Razón Corriente – Veces	0,85	2,30	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con relación a los resultados para EPU, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la Comisión en la Resolución CREG 034 de 2004, no obstante, con la medición efectuada bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada, la empresa cumple 3 de los 5 referentes.

## 6 CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador no ha realizado el cargue del formato 18 – *Información de Proyectos de Inversión* y formato 19 – *Información de Accidentes de Origen Eléctrico*, habilitados en los años 2016 y 2017; formatos que aplican de manera general para todos los prestadores del servicio de energía eléctrica.

*Tabla No 13. Formatos pendientes de carque*

Formato Pendiente	Año	Periodicidad	Periodos pendientes
Formato 18	2016	Anual	1
Formato 19	2016	Trimestral	1, 2, 3, 4
Formato 18	2017	Anual	1
Formato 19	2017	Trimestral	1, 2, 3, 4

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/10/2018.

De acuerdo con lo anterior, es necesario que se proceda con la certificación de los formatos considerando que se encuentra afectada la oportunidad de cargue.

## 7 ACCIONES DE LA SSPD

Durante la vigencia analizada no se realizaron requerimientos a EPU.

La empresa EPU no presenta a la fecha investigaciones abiertas por parte de la Dirección de Investigaciones de la Delegada para Energía y Gas Combustible.

## 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para el 2017 la prestadora evidencia mejora en su posición de riesgo según la metodología establecida por la Resolución 034 de 2004, es así como en el 2016 se clasificaba en el nivel 3, el mayor de riesgo considerado en la metodología y pasa a nivel 0. La razón del cambio de riesgo obedece a resultados positivos en el 2017, por mejoras en el costo de ventas que según la compañía obedecen a inversiones realizadas para obtener eficiencia en los costos, adicional la compañía mejora los indicadores de solvencia que logran evidenciar mejores resultados en el modelo de riesgo.
- La empresa presenta ganancias en el ejercicio 2017 por el orden de \$30.858.349 mejorando el valor presentado en 2016 de pérdida de \$56.682.272
- La compañía desmejora sus ingresos como consecuencia de cambio de modelo comercial.
- La empresa evidencia variación en su posición de deuda con terceros la cual disminuye el apalancamiento de estos de 33% a 27%, este menor valor está sustentado en decrecimiento de los pasivos financieros y de las cuentas comerciales por pagar
- La empresa evidencia presuntas inconsistencias en el diligenciamiento de la calidad de información reportada en los formatos XBRL vigencias 2015, 2016 y 2017, la compañía realiza mediante radicado SSPD 20185291133452 solicitud de reversión de la información financiera cargada al SUI, no obstante, la DTGE considera que existen presuntos errores de calidad de información adicionales que no están inmersos en la solicitud.
- Según el informe de Control Interno (Vigencia 2017), el sistema de gestión de riesgos se encuentra en una fase de implementación, donde no se demuestra un proceso continuo que fluya por todas las actividades organizacionales, como tampoco se evidencia que éste sea llevado a cabo por todos los servidores de la entidad.
- No se evidencia un Sistema de Gestión de Riesgos en el cual tenga la identificación de los riesgos, la medición (impacto/probabilidad), determinación de los niveles de riesgos y la estructuración de la matriz y mapa de riesgos. Como tampoco, no se observan los controles o tratamientos de riesgos.
- La empresa no cuenta con un Plan de Continuidad del Negocio para la unidad de generación de energía.
- La actualización de información en la empresa debe ser relevante, puesto que en este orden, los diagramas de procesos, los diagramas unifilares y los procesos documentados aportarán a cumplir con cada uno de los procedimientos desarrollados en la central de manera eficiente y eficaz.
- El cumplimiento a RETIE es de carácter obligatorio, por lo que se recomienda identificar cada uno de los temas que no estén a conformidad del reglamento, para de esta manera corregir y modificar las condiciones estructurales y de

procesos que conlleven al total cumplimiento de lo que señala el RETIE para el proceso de generación.

- Es muy importante trabajar en la elaboración del mapa de riesgos, ya que es una herramienta clave en la prevención y mitigación de riesgos de origen eléctrico y mecánico al interior de la central, con el objetivo de cuantificar y calificar los riesgos que se pueden llegar a presentar, teniendo un panorama general de la probabilidad de presentación de cada uno de los riesgos.
- Finalmente, de acuerdo con la falta de información por la no respuesta por parte de la empresa ante el requerimiento de la SSPD, se puede concluir que la empresa debería evitar incumplimientos regulatorios y no afectar sus ingresos producto de incumplimientos en sus contratos a través de un adecuado planeamiento operativo

Proyectó: Gissell Lorena Castro Puentes – Profesional Universitario DTGE  
Luis Fabián Sanabria Romero – Contratista DTGE  
Guillermo Enrique Ochoa – Contratista DTGE  
Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE  
Catherine Yuliana Bohorquez Rodriguez– Contratista DTGE  
Mauricio Andres Palma Orozco – Contratista DTGE  
Cristian David Restrepo Zapata – Contratista DTGE  
Maria Claudia Gómez Serrano – Contratista SDEGC

Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó: Rafael Hernando Tabares Holguín – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)