

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN
ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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

ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP ANÁLISIS AÑO 2017

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P, en adelante SOPESA, se constituyó en el año 1996 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 21 de julio del 2010. Desarrolla las actividades de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica en zonas no interconectadas desde el 1 de mayo de 2010. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$8.305 millones.

Tabla No 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P
Sigla	SOPESA S.A. E.S.P.
Representante Legal	Ivan Bernardo Salcedo Hernández
Actividad desarrollada	Generación, Distribución y Comercialización
Año de entrada en operación	2010
Auditor – AEGR	AUDITORES Y GESTION ASOCIADOS SAS "A&G ASOCIADOS SAS"
Clasificación	Zona No Interconectada
Fecha última actualización RUPS	09/07/2018

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, excepto la vigencia 2013 donde no realizó solicitud de actualización de la información.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

SOPESA es una Sociedad Anónima, de clase Privada, constituida mediante escritura pública No 111 del 22 de enero de 1996 de la notaría 6ª de Barraquilla, cuyo objeto social es la prestación de servicios públicos de Energía Eléctrica en la Zona No Interconectada comprendida por las islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, según contrato de Concesión 067 de 2009, suscrito con el Ministerio de Minas y Energía.

Para el desarrollo de su actividad, SOPESA cuenta con una planta de personal compuesta por 236 personas, de las cuales el 87% se encuentran contratados a término indefinido, el 7% cuenta con contrato a término fijo y 6% contrato de aprendizaje. La Tabla No 2 presenta la distribución por tipo de contratación y áreas.

Tabla No 2. Tipo de contratación, cantidad y clasificación por áreas.

TIPO CONTRATO	Dirección Administrativa y Financiera	Dirección Comercial	Dirección Distribución	Dirección Generación	Total
Termino Fijo	4	1	5	7	17
Término Indefinido	53	37	50	65	205
Aprendizaje	7	6	1	0	14
TOTAL	64	44	56	72	236

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

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 ***¡Error! La autoreferencia al marcador no es válida.***

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

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	2017	2016
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	23,77%	18,05%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	23,41%	19,56%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	27,46%	-55,17%
Ciclo Operacional	Liquidez	29,09	-206,76
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	6,51	45,83
Razón Corriente	Liquidez	2,05	1,39
Patrimonio sobre Activo	Solidez	61,73%	60,32%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	50%	45%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	39,31%	24,82%
RIESGO FINANCIERO¹		0	0

Fuente: SUI. Calculo: Grupo Financiero DTGE

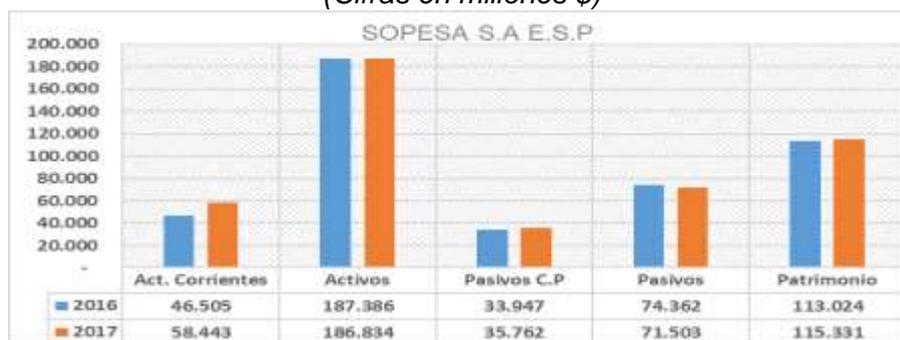
Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, SOPESA, evidencia un nivel de riesgo financiero bajo (0) para 2017 y 2016.

Estado de Situación Financiera

Posteriormente se analiza la calidad de la información financiera cargada por el prestador al SUI, tomando como base la información suministrada por SOPESA S.A y de la AEGR Auditorías de Gestión Asociados, empezando por la estructura del Estado de Situación Financiera para las vigencias 2016 y 2017 los cuales arrojaron las principales variaciones que se mencionan a continuación:

¹ Puntaje Nivel 0: Riesgo Bajo. Puntaje Nivel 1: Riesgo Medio Bajo. Puntaje Nivel 2: Riesgo Medio Alto. Puntaje Nivel 3: Riesgo Alto.

Gráfico No 1. Estado de Situación Financiera años 2016 – 2017
(Cifras en millones \$)



Fuente: SUI

El valor del activo a diciembre de 2017 se encuentra en \$186.834 millones, presentando una disminución frente al 2016 de \$552 millones. Al realizar el análisis se observó que la disminución se concentró principalmente en la cuenta del activo no corriente (Propiedad Planta y Equipo – Depreciación acumulada) pasando de \$117.582 millones a \$106.658 millones para el año 2017.

Tabla No 4. Activos 2016 – 2017 (Cifras en millones \$)

ACTIVOS	2017	2016
TOTAL ACTIVOS	186.834	187.386
ACTIVO CORRIENTE	58.443	46.505
Efectivo y Equivalente al Efectivo	29.758	24.247
Deudores Comerciales	10.159	10.058
Activos por impuestos corrientes	1.521	1.514
Otras cuentas por cobrar	1.878	700.182
Inventarios	14.457	8.990
Otros Activos	667.931	993.239
ACTIVO NO CORRIENTE	128.391	140.881
Efectivo restringido	14.999	14.999
Propiedad Planta y Equipo	106.658	117.582
Intangible	25.897	4.948
Activos por impuestos diferidos	6.706	8.294

Fuente: SUI

En cuanto a los Pasivos para el año 2017 se posicionaron en \$ 71.503 millones disminuyendo \$2.859 millones comparados con el año 2016, es de anotar que SOPESA ha venido disminuyendo las obligaciones financieras adquiridas al corto y largo plazo representadas por empréstitos de las entidades financieras, derivados básicamente del fondeo del capital para el desarrollo de la actividad principal de la Empresa según consta en las notas a los Estados Financieros.

Tabla No 5. Pasivos 2016 – 2017 (Cifras en millones \$)

PASIVOS	2017	2016
TOTAL PASIVOS	71.503	74.362
PASIVO CORRIENTE	35.762	33.947
Obligaciones Financieras	11.802	14.145
Cuentas Por Pagar	16.472	15.376
Beneficios a Empleados	921	778
Pasivos por impuestos Corriente	5.963	3.077
Otros Pasivos	602	569
PASIVOS NO CORRIENTES	35.740	40.415
Obligaciones Financieras	17.893	25.415
Cuentas Por Pagar	17.847	14.999

Fuente: SUI

El Patrimonio presentan un aumento importante de \$2.307 millones equivalente al 2,04%, la partida más representativa corresponde al efecto por la implementación de

la NIIF para Pymes, pasando de \$86.426 millones a \$91.675 para el año 2017, lo que se encuentra detallado en las notas a los estados financieros.

Finalmente, en la estructura del Balance, el Patrimonio representa un 62% del valor del Activo, lo que se evidencia una mejora comparada con el año 2016, que estuvo en un 60%, lo que refleja una mejora en la situación económica y financiera de la empresa.

Detalle del Patrimonio:

Tabla No 6. Patrimonio años 2016 – 2017 (cifra en \$)

Patrimonio	2017	2016
Capital suscrito y pagado	8.305.000.000	8.305.000.000
Reservas	2.693.645.000	2.111.660.000
Ganancias acumuladas	5.231.126.000	7.922.783.000
Efecto por la implementación de NIIF para pymes	91.675.181.000	86.426.654.000
Resultados del ejercicio	7.426.422.000	8.258.268.000
Total	115.331.374.000	113.024.365.000

Fuente: Notas a los Estados Financieros SOPESA S.A

Estado de Resultados Integrales

Gráfico No 2. Estado de Resultados años 2016 – 2017 (Cifras en millones \$)



Fuente: SUI

Los ingresos Operacionales tienen como fuente principal la venta y facturación del servicio de energía eléctrica a los usuarios de San Andrés y Providencia. Los Ingresos Operacionales fueron de \$82.431 millones para el año 2017 que comparados con los ingresos del año 2016 aumentaron en un 6,1%.

Para el año 2017 el Costo de Operación, que corresponde a las erogaciones o causaciones de obligaciones, relacionadas directamente con la prestación del servicio de energía eléctrica, en el desarrollo de la generación, distribución y comercialización, ascendió a \$52.987 millones representando el 64% de los Ingresos Operacionales, así mismo se evidencia un aumento respecto al año 2016 del 24,7%.

El rubro más representativo en los Costos de Operación es el de la depreciación, presentando un aumento de \$6.213 millones equivalente a una variación del 162,22%,

esto según notas a los estados financieros se debió a que en NIIF se llevaron al gasto de depreciación en su totalidad las mejoras en propiedad ajena inherentes a los costos de la planta que no fueron reconocidos por la interventoría (EEDAS S.A. E.S.P.) los cuales se están amortizando fiscalmente más las depreciaciones de la vigencia. Los siguientes conceptos en importancia son órdenes y contratos por \$ 13.034 millones, consumo de insumos indirectos por \$ 5.520, contrato de mantenimiento \$2.692 millones, y materiales por \$ 1.654 millones, entre otros que se relacionan a continuación:

Tabla No 7. Costos de Venta y Operación 2017- 2016

CUENTAS	2017	2016
Servicios personales	7.278.979.000	6.028.832.000
Generales	3.044.551.000	3.085.574.000
Depreciaciones	16.201.129.000	9.987.371.000
Arrendamientos	1.978.916.000	1.568.449.000
Amortizaciones	187.314.000	1.675.449.000
Licencias, contribuciones y regalías	719.633.000	725.231.000
Consumo de insumos directos	5.520.256.000	2.945.555.000
Órdenes y contratos de mantenimientos	2.692.002.000	2.127.883.000
Honorarios	151.216.000	71.535.000
Servicios públicos	387.820.000	369.072.000
Materiales y otros costos de operación	1.654.171.000	2.145.188.000
Seguros	67.972.000	55.338.000
Impuestos y tasas	7.254.000	3.206.000
Órdenes y contratos por otros servicios	13.034.680.000	11.700.353.000
Costo de venta de bienes	61.527.000	0
TOTAL	52.987.420.000	42.489.037.000

Fuente: Notas a los Estados Financieros de SOPESA S.A

Al final del ejercicio, los resultados han sido positivos para SOPESA teniendo en cuenta que arrojó utilidades de \$7.426 millones para el año 2017, no obstante, se evidencia una disminución de utilidades en un 11,2% comparada con el año 2016 ya que venían de obtener utilidades de \$8.258 millones. Los indicadores financieros para SOPESA son positivos lo cual demuestra capacidad financiera en el corto mediano y largo plazo.

Flujo de caja

El flujo de caja reflejado por SOPESA, para los periodos 2016 y 2017, demostró la disponibilidad de efectivo para pagar dividendos y cubrir las actividades de Operación que para el año 2017 ascendió en \$21.640 millones, la actividad de inversión en \$629 millones, y la actividad de financiamiento la cual consta principalmente de los pagos de obligaciones financieras, intereses pagados, entre otros por (\$16.742) millones.

Tabla No 8. Flujo de Caja 2017 – 2016 (Cifras en miles de pesos)

	Notas	2017	2016
FLUJOS DE EFECTIVO GENERADOS POR LAS OPERACIONES DEL AÑO:			
RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		7.426.422	8.258.268
MÁS (MENOS) GASTOS (INGRESOS) QUE NO AFECTARON EL CAPITAL DE TRABAJO:			
Depreciaciones y Amortizaciones		10.296.757	11.732.736
Perdidas en venta de bienes			2.243
Impuesto diferido		1.587.953	5.539.788
Deterioro de valor		191.379	
Intereses recibidos		(908.557)	(932.805)
Intereses pagados		6.821.199	7.907.583
CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS:		25.415.152	32.507.814
Préstamos y cuentas por cobrar		(260.485)	1.279.156
Inventario		(5.466.531)	(1.577.436)
Otros activos		(6.692)	(586.930)
Cuentas por pagar		(1.086.121)	(4.595.999)
Obligaciones laborales		142.423	117.581
Impuestos, gravámenes y tasas		2.886.401	1.283.984
EFECTIVO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		21.624.148	28.428.171
Intereses Pagados			
Impuesto sobre las ganancias pagados			
EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		21.624.148	28.428.171
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Adquisición de propiedad, planta y equipos		631.225	(474.658)
Venta de propiedad, planta y equipos		0	15.000
Intereses recibidos		908.557	932.805
Aumento de otros activos		(910.639)	(300.420)
EFECTIVO NETO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		629.144	172.726
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:			
Aumento de operaciones de financiamiento		5.158.878	12.538
Pago de operaciones de financiamiento		(10.080.336)	(12.373.554)
Dividendos pagados		(5.000.000)	(3.800.000)
Intereses pagados		(6.821.199)	(7.907.583)
EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(16.742.658)	(24.068.600)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES		5.510.434	4.532.297
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL PRINCIPIO DEL AÑO		39.247.956	34.715.659
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL AÑO		44.758.590	39.247.956

3 y 7

Fuente: Notas a los Estados Financieros SOPESA

2.3. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)

Con el fin de analizar las alertas dadas por la firma de AEGR Auditorías y Gestión Asociados durante el año 2017 respecto a la situación de la empresa SOPESA, a continuación, se presentan las recomendaciones que se consideran relevantes.

Se analizó la información registrada en el Sistema Único de Información-SUI- del año 2017, en aras de hacer vigilancia a la E.S.P. y al Auditor Externo de Gestión y Resultados -AEGR-, en cuanto al cumplimiento de los objetivos estipulados en la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006, en relación con la debida evaluación de la gestión del prestador; lo anterior, de acuerdo con los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos que definen las comisiones y los requerimientos de esta Superintendencia, así como verificar, identificar, conceptuar y/o recomendar medidas correctivas, preventivas o de mejora. Reporta además acerca de la calidad de la información cargada por SOPESA al SUI, el análisis y evaluación de puntos específicos y la concierne encuesta de control interno.

La AEGR realizó la encuesta de control interno, donde se verificó que en el sistema de control interno de la E.S.P, se contara con los controles necesarios para la revisión y actualización de los procesos, la adecuada segregación de funciones y la existencia de mecanismos, para verificación de los riesgos y su traslado en cada caso. Lo

anterior se cumplió, al observar el análisis y diagnóstico para temas como: monitoreo, proyecciones de ingresos, identificación de riesgos de distintos ámbitos como legales, regulatorios, de liquidez. El AEGR informó que SOPESA durante el año 2017 no presentó reforma a los estatutos ni hubo modificación en su objeto social.

El AEGR no certificó que aplicó la norma de auditoría NIA 570, en la cual se solicita el pronunciamiento sobre el cumplimiento de la hipótesis de empresa en funcionamiento.

Inicialmente, el AEGR informó acerca de las dos versiones del informe: versión reservada y la versión pública (datos tachados), en los términos exigidos en la Resolución SSPD No. 201810000027435 del 20/03/2018. Aclara que, contiene datos sujetos a reserva en lo relacionado con información de infraestructura, procesos de producción, distribución y comercialización en desarrollo del objeto social de la E.S.P., información exceptuada por daño de derechos a personas naturales o jurídicas. Reserva consagrada en la ley 1712 de 2014². Artículo 18 literal c) secretos comerciales, industriales y Profesionales.

El informe contiene el análisis de los indicadores de liquidez, rentabilidad y endeudamiento, según Estados Financieros de la E.S.P., reportados con corte del 31 de diciembre de 2017. El análisis realizado por el AEGR respecto a las cuentas de activo, pasivo y patrimonio para la E.S.P, durante el año 2017, se resume a continuación;

“...el 15 de mayo de 2018 fue realizado por SOPESA S.A. E.S.P. el cargue de la información según taxonomía 2017 Grupo 2 Individual, como consta en la certificación del Aplicativo de reporte de información financiera con NIIF de la SSPD. Los cargues de la información financiera fueron realizados de acuerdo con los requerimientos señalados por la SSPD acorde con las habilitaciones automáticas de las taxonomías para este tipo de reportes.

Los resultados observados a partir de los Estados Financieros del año 2017 son favorables para la empresa, a pesar que se presentó una disminución de 10,07% con respecto al año 2016 pues el resultado del ejercicio para el negocio de energía eléctrica arrojó una ganancia del ejercicio de \$7.426.422.000 para el año 2017 mientras que en el año 2016 fue de \$8.258.268.000.

Para el año 2017 los ingresos de actividades ordinarias fueron de \$82.431.554.000 frente a los \$77.691.247.000 obtenidos en el año 2016, representando un incremento de 6,10%. El costo de ventas para el año 2017, fue del orden de \$ 52.987.418.000 frente a los del 2016 que fueron de \$42.489.037.000, mostrando un aumento de 24,71%.

Ahora bien, los gastos de administración y otros gastos para el período 2017 fueron del orden de \$7.634.504.000, los cuales disminuyeron en 33,1% frente a los del año 2016 que fueron de \$10.164.677.000. Adicionalmente, los otros ingresos aumentaron en un 61,3% al pasar de \$2.210.360.000 en el 2016 a \$3.565.376.000 en el 2017. Todo lo anterior arrojó para el año 2017 una utilidad operacional de \$23.924.253.000 frente a \$25.685.294.000 correspondiente al año 2016 esto significó una disminución en este rubro del 6,8%.

Los costos financieros netos en el 2017 estuvieron en el orden de \$ 5.908.969. En cuanto a los gastos no operacionales, se obtuvo un resultado para el año 2017 de \$ 10.588.862.000, resultado dado principalmente por el gasto por impuestos. De todo lo anterior y después de haber descontado la provisión para Impuesto de Renta y complementarios, resultó una utilidad del ejercicio ya mencionada de \$7.426.422.000 para el año 2017.

² EXCEPCIONES DE ACCESO A LA INFORMACIÓN. Artículo 18. Información exceptuada por daño de derechos a personas naturales o jurídicas. Es toda aquella información pública clasificada, cuyo acceso podrá ser rechazado o denegado de manera motivada y por escrito, siempre que el acceso pudiere causar un daño a los siguientes derechos:

- El derecho de toda persona a la intimidad, bajo las limitaciones propias que impone la condición de servidor público, en concordancia con lo estipulado;
- El derecho de toda persona a la vida, la salud o la seguridad;
- Los secretos comerciales, industriales y profesionales, así como los estipulados en el parágrafo del artículo 77 de la Ley 1474 de 2011.

Con referencia a las cuentas del Estado de Situación Financiera, la empresa cuenta con activos a diciembre 31 de 2017 por valor de \$186.834.442.000. El Pasivo fue de \$ 71.503.069.000, mientras que el Patrimonio corresponde al valor de \$115.331.373.000. Es de anotar que para el año 2017 los pasivos a largo plazo presentaron una disminución del 13,07% respecto al año 2016...”.

Finaliza y puntualiza el AEGR, como resultado del análisis de los estados financieros, que la E.S.P. obtuvo un positivo balance, tiene capacidad para cubrir el normal desarrollo de su actividad, así como cumplir con sus obligaciones y proveedores, tanto en el corto como en el largo plazo.

El AEGR, evidencia que se lleva a cabo el registro de los Planes de Gestión y Resultados; sin embargo, ha recomendado a la E.S.P., la realización del seguimiento y control sobre los resultados de los indicadores establecidos. Como resultados para el período 2017 la E.S.P. mostró que fueron cumplidos los indicadores según niveles exigidos para cada indicador en las áreas comercial, financiera y técnica operativa.

A corte del 31 de diciembre de 2017, SOPESA no se encuentra en curso de alguna de las causales de disolución.

Con respecto a información sobre provisión y fondeo del pasivo pensional, informa el AEGR que, para el periodo gravable del año 2017,

“...se realizó una provisión por el deterioro de cartera por valor de \$191.379.000.

Al respecto, se llegó a este valor, resultado de un análisis del comportamiento de la cartera. Considera la AEGR, que es adecuada la provisión por el deterioro de la cartera.

En cuanto al tema de fondeo de pasivo pensional, se informa que la E.S.P. realiza el pago de las obligaciones pensionales de sus empleados a los diferentes fondos de pensiones seleccionados...”.

El dictamen del AEGR establece que los resultados observados a partir de los Estados Financieros del año 2017 son favorables para la E.S.P., a pesar que se presentó una disminución de 10,07% con respecto al año 2016 pues el resultado del ejercicio para el negocio de energía eléctrica arrojó una ganancia del ejercicio de \$7.426 millones para el año 2017 mientras que en el año 2016 fue de \$8.258 millones. Los gastos de administración y otros gastos para el período 2017, fueron del orden de \$7.634 millones, los cuales disminuyeron en 33,1%, frente a los del año 2016, que fueron de \$10.164 millones. Los otros ingresos, aumentaron en un 61,3% al pasar de \$2.210 millones en el 2016 a \$3.565 millones en el 2017,

“...Todo lo anterior arrojó para el año 2017 una utilidad operacional de \$23.924.253.000 frente a \$25.685.294.000 correspondiente al año 2016 esto significó una disminución en este rubro del 6,8%...”.

Informa el AEGR, que ha realizado durante el año visitas a las diferentes dependencias de la E.S.P, y encontró, que el área de distribución, elaboró el listado de stock mínimo de insumos y materiales para el mantenimiento de redes, pero no puede realizar su seguimiento, al ser responsabilidad del almacén, por lo tanto, la Auditoría recomienda que dicho inventario sea manejado a través del software Zeus, al cual deberían tener acceso tanto el área de distribución como el almacén, de forma que intercambien la información respectiva, se actualice y se realice seguimiento constante.

Destaca el AEGR los eventos de mantenimiento más relevantes realizados en el año 2017, como son: las pruebas de mantenimiento Predictivo (pruebas de termografía,

análisis de aceite a transformadores de potencia y pruebas al sistema de puesta a tierra de las subestaciones), el mantenimiento a transformadores de potencia subestaciones de distribución y el mantenimiento en la línea de 34,5 kV.

Informa el AEGR, acerca de los proyectos de inversiones a ser realizados por la E.S.P. que, durante el periodo de concesión del servicio, se establecieron de acuerdo con el Plan de Inversiones Obligatorias, plan exigido por el Contrato de Concesión 067 del 27 de noviembre de 2009, aprobado por la interventoría y posteriormente por el Ministerio de Minas y Energía en calidad de concedente, mediante comunicación del 1 de octubre de 2010.

En cuanto al manual de operaciones, se usa como norma general la Resolución CREG No. 070 de 1998 y se encontró que la E.S.P., tiene documentado el Procedimiento para la Operación de Subestaciones, cuyo objetivo es mantener, controlar y supervisar los parámetros del sistema de distribución. En lo que corresponde a los sistemas de servicios auxiliares de las subestaciones, la E.S.P. no informó sobre la realización de ejercicios específicos de pruebas. La AEGR, recomienda a la E.S.P. realizar las pruebas a los servicios auxiliares y realizar su respectiva documentación y seguimiento.

La E.S.P., tiene el control permanente de los transformadores de distribución, teniendo en cuenta que a través de los macromedidores instalados en el sistema eléctrico de San Andrés, se pueden medir sus parámetros de funcionamiento, sin embargo, el AEGR, comunica que no tiene evidencia de las hojas de vida de los transformadores.

También se constató por parte de la Auditoría Externa que la E.S.P. cuenta con los riesgos de cada proceso contenidos en las Matrices de Riesgos. La Auditoría Externa recomendó a la E.S.P. el desarrollo de la política de Administración de Riesgos con enfoque sistémico, valoración de riesgos y acciones de control en cada una de las áreas de la organización. Principalmente fortalecer las acciones de control en cada una de las áreas. Estas acciones llevan a establecer estrategias para prevenir o reducir los riesgos. En conclusión, es

“... indispensable llevar a cabo un fortalecimiento del Sistema de Control Interno de la E.S.P. en cuanto a seguimiento a acciones de control en cada una de las áreas...”

Del análisis realizado frente a los aspectos comerciales, el AEGR cierra el informe en este aspecto, con la observación de que SOPESA desarrolla con personal propio todas las actividades de facturación.

Respecto al proceso de cálculo de tarifas, informa el AEGR que la E.S.P. ha desarrollado dentro de su sistema de gestión y calidad el procedimiento denominado “Cálculo y Aprobación de Tarifas”, el cual se actualiza según los cambios regulatorios que ocurran.

Advierte el AEGR, que SOPESA remitió el valor del CU calculado en todos los meses del año a la interventoría, sin embargo, no se recibió respuesta de la revisión realizada, por lo tanto, no se pudo hacer la comparación del valor del CU calculado por cada una de las partes. En años anteriores se presentaba una discrepancia en éste valor con la Interventoría. Según informa el auditor, ha reiterado a la E.S.P. la recomendación de realizar las aclaraciones a que haya lugar entre las partes, para llegar a un valor del CU único. Y afirma:

“... Las diferencias con la interventoría, se dan en razón al valor en el transporte de combustible y el costo del margen mayorista calculado por la interventoría, que es menor al

valor presentado por SOPESA S.A E.SP. y Chevron, hasta el momento no ha sido posible eliminar estas diferencias con el fin de que el valor del CU sea igual para las dos E.S.P.s.

Así mismo, existía diferencia en el valor del transporte, la cual se presentó por la expedición de la Resolución No. 9 0664, el 24 de junio de 2014, por el Ministerio de Minas y Energía “Por la cual se dictan disposiciones en relación con el cálculo del flete de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo entre planta mayorista hasta las estaciones de servicio”, ante lo cual el 27 de Junio de 2014 el Concesionario solicitó al Ministerio de Minas y Energía la adopción de dicha resolución para sus tarifas, lo cual a la fecha de este informe se encuentra en estudio.

Esta Auditoría continúa reiterando la recomendación a SOPESA S.A. E.S.P. para que tome las medidas a su alcance con miras a aclarar los aspectos relacionados con el cálculo del CU...”.

El AEGR informa que para el año 2017 la E.S.P. realizó directamente 1.587 encuestas para determinar el Nivel de Satisfacción del Usuario. En cuanto al análisis particular de cada una de las preguntas se encontró: Las preguntas que obtuvieron el porcentaje de calificación más alto del NSU, como buenas fueron las relacionadas con la calidad de la energía que llega a su hogar y el tiempo de anticipación con que la E.S.P., entrega la factura en su sector que obtuvo el 89%, manteniéndose ésta última pregunta, como la que ha recibido el mayor porcentaje al compararla con los años anteriores, donde en el 2014 obtuvo el 82%, en el 2015 el 77% y en el 2016 alcanzó el 94%

La información obtenida por el AEGR en PQR's, indica que el mayor número de peticiones presentadas entre los meses de enero a julio del año 2017, continúa siendo por alto consumo con 92 requerimientos, seguidas por otras inconformidades con 22. Comparativamente en el periodo enero a julio de 2017, se encuentra una disminución en el número de las quejas y reclamos presentadas por los usuarios a la E.S.P., al pasar de 672 peticiones a 146, lo que representa una disminución del 78.27%, en comparación con el mismo periodo del año 2016.

La causa más frecuente de reclamación, por parte de los usuarios para el periodo comprendido entre el mes de enero y julio de 2017, corresponde a Alto Consumo, la E.S.P. indica que el motivo de su alta presentación, es debido al desarrollo de los nuevos aparatos de medición. Advierte el AEGR que en el año 2017 la E.S.P. dio cumplimiento al plazo establecido por la normatividad para dar respuesta a las PQR's en los meses de agosto, octubre y noviembre, en los otros meses del año no se dio cumplimiento a ésta normatividad. Y puntualiza, así:

“...Esta Auditoría ha reiterado la recomendación para que tome las medidas necesarias y de respuesta a las PQR's presentadas por sus usuarios dentro de los tiempos establecidos por la reglamentación...”.

Informa el AEGR, que la E.S.P. tiene implementado el sistema SAC, para la atención, el control y seguimiento a la respuesta de las PQR's presentados en sus oficinas, el cual tiene la posibilidad de parametrizar con las diferentes tipologías establecidas en la Resolución 20151300054575 del 18 de diciembre de 2015, modificada mediante la Resolución 20161300011295 del 28 de abril de 2016, existiendo así una herramienta para verificar el tiempo de respuesta y los funcionarios encargados del área pueden llevar el control de los requerimientos.

La verificación efectuada por el auditor constata que, en cuanto a las acciones para garantizar el cumplimiento del Contrato de Condiciones Uniformes, tanto por parte de la E.S.P. como de los usuarios, la E.S.P. ha tomado la iniciativa de entregar a los usuarios nuevos la copia del CCU para su lectura, en las respuestas a los usuarios se les citan cláusulas del CCU donde se avala la respuesta dada a sus solicitudes, así mismo la E.S.P. tiene disponible en las carteleras de sus Oficinas de Atención al

Cliente copia del CCU, el cual puede ser consultado en el momento en que se necesite, de igual manera, se encuentra que este documento está disponible en la página WEB de la E.S.P., www.sopesa.com, donde se puede tener acceso a este documento por el enlace menú y luego buscar normatividad.

Finalmente, sobre hechos financieros relevantes a 31 de diciembre de 2017, se anota lo manifestado por la E.S.P. al AEGR:

“...El análisis de los Activos por Impuestos fue realizado por la E.S.P. de manera separada mientras que en el periodo anterior se realizó dentro del rubro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En este período gravable los costos y gastos del centro de costos del área de comercial se reclasificaron de los administrativos a los operativos

En la presentación de información financiera en el SUI en el Estado de Situación Financiera el efectivo y equivalente al efectivo se presentaron en su totalidad como Activo Corriente porque de lo contrario no validaba la presentación del Estado de Flujo de Efectivo...”

Manifiesta en el informe y con referencia a los factores exógenos que puedan afectar la prestación del servicio público domiciliario, que la E.S.P. ejerce seguimiento y control sobre cada uno de los procesos y demandas judiciales que se presentan. Para el período de reporte realizó el seguimiento a diez y nueve (19) casos, dentro de los cuales se encuentra el proceso de Protección de los derechos colectivos, instaurado ante el Tribunal Contencioso Administrativo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. El proceso fue terminado con fallo de primera y segunda instancia que ordena a SOPESA colocar en funcionamiento la planta RSU y la obligación de hacer el acompañamiento durante dos años a la Gobernación Departamental en los componentes técnicos, capital humano y ambiental, para el funcionamiento adecuado de dicha infraestructura.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

La prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina está soportada mediante el Contrato de Concesión 067 de 2009, suscrito entre el MME y el operador privado Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP – SOPESA S.A. ESP; éste último quien administra la prestación, operación, explotación, organización y gestión total del servicio público de energía eléctrica en el área de cobertura pactada en la Concesión mencionada en la capital San Andrés y el centro poblado de Providencia.

En este capítulo se expondrán los principales aspectos técnicos encontrados por la Superservicios, en relación al operador de red SOPESA a diciembre del año 2017.

3.1 Estructura Organizacional Dirección de Generación y Distribución de Energía.

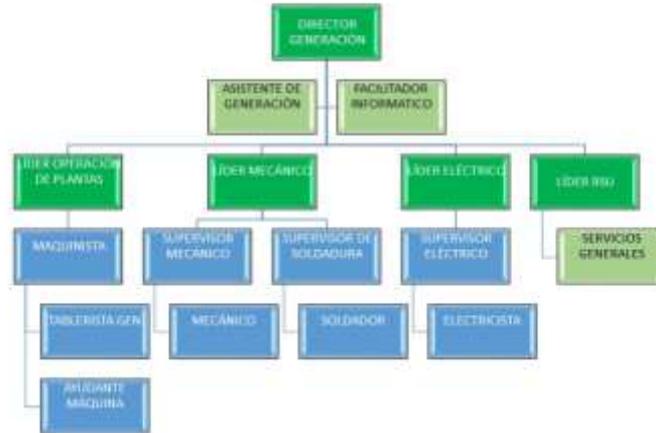
La estructura organizacional al interior de la Dirección de Generación, se encuentra conformada por un total de cuatro (4) sub-areas (Líder Operación Plantas, Líder Mecánico, Líder eléctrico y Líder RSU), los cuales lideran áreas de gran importancia en el proceso de generación de energía eléctrica, con el fin de dar cumplimiento de los objetivos a la dirección de generación , tal como se muestra en la *Imagen No 1*.

La estructura organizacional al interior de la Dirección de Distribución, se encuentra conformada por dos (2) sub-areas (Líder de Distribución y Líder Servicios Técnicos) los cuales se encargan de gestinar en coordinación con la Dirección, las actividades

necesarias para prestar el servicio de energía eléctrica en continuidad y calidad a todos los suscriptores de su área de cobertura (*Imagen No. 2*).

Ahora bien, de acuerdo con lo reportado, se destaca que las Direcciones de Generación y Distribución, trabajan de manera conjunta en búsqueda de una correcta optimización de los recursos en pro de dar un mejor servicio a sus usuarios y en cumplimiento del contrato de concesión 067 de 2009.

Imagen No. 1. Estructura Organizacional Dirección de Generación.



Fuente: SOPESA S.A. ESP

Imagen No. 2. Estructura Organizacional Dirección de Distribución.



Fuente: SOPESA S.A. ESP

3.2 Descripción de la infraestructura

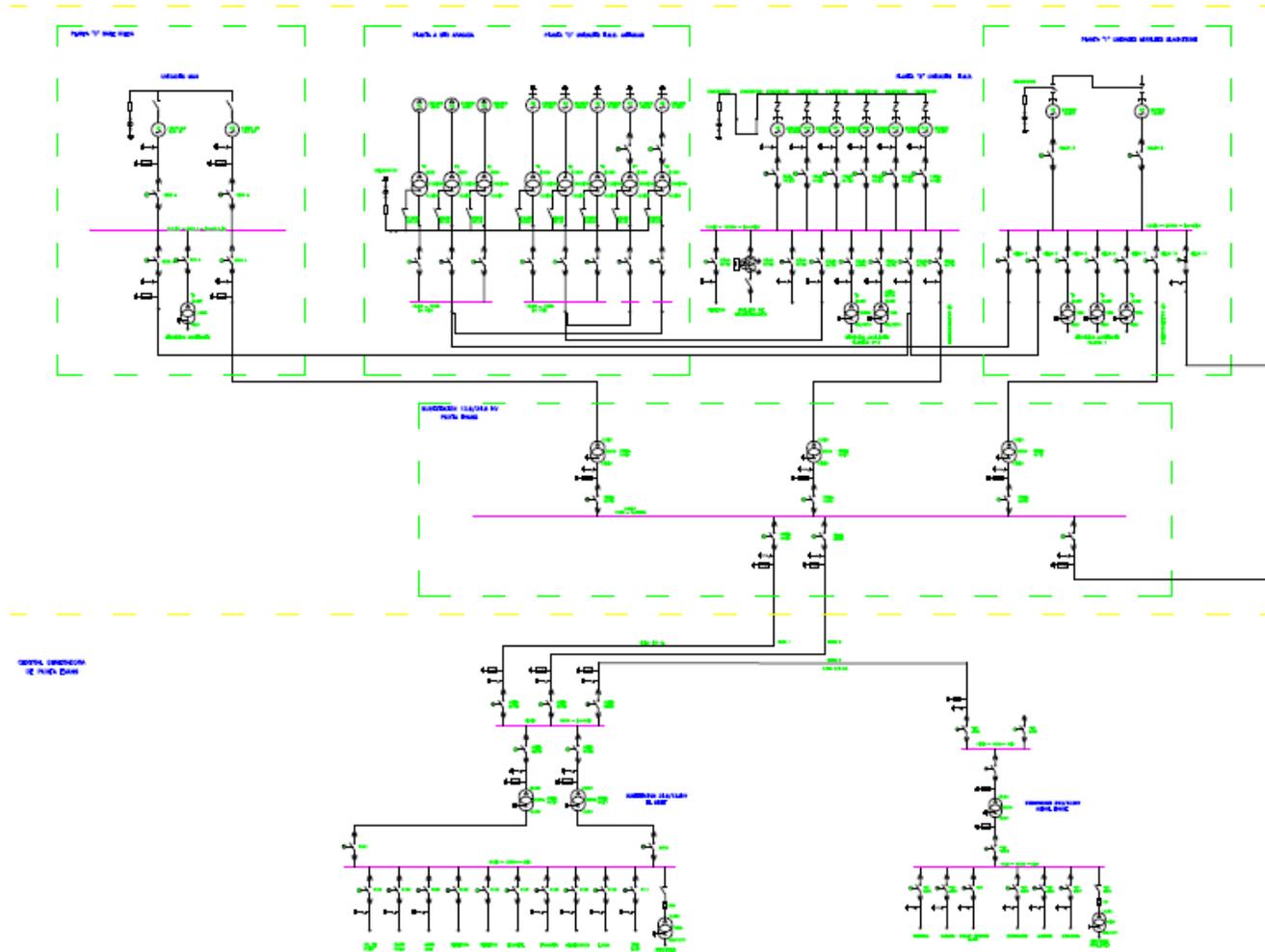
En materia de generación de energía eléctrica, el ASE San Andrés cuenta con una potencia instalada total de 68,54 MW distribuida en las islas de San Andrés y Providencia, según se indica a continuación.

- **Capital San Andrés**

En la *Imagen No 3* se muestra el diagrama unifilar general del sistema eléctrico que incluye la generación diésel y la distribución de energía para la Isla de San Andrés³.

³ Extraído del informe entregado por SOPESA según radicado SSPD- 20185291080392 de octubre de 2018.

Imagen No. 3. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de San Andrés.



Fuente: SOPESA S.A. ESP. Septiembre de 2018

Infraestructura de Generación

La central de generación eléctrica de San Andrés cuenta con una potencia instalada de generación de 64,99 MW, que equivale a 10 unidades operadas con diésel, una de ellas en mantenimiento. Existen 8 unidades fuera de servicio y una planta de generación de residuos sólidos que aún no ha entrado en operación comercial. En la *Tabla No 9* se presenta el detalle de la capacidad instalada para la central en mención. También se le suma un sistema de monitoreo y telemetría por parte del IPSE.

Tabla No 9. Capacidad Instalada de Generación San Andrés

GRUPOS ELECTROGENOS SAN ANDRÉS			
#	MARCA	CAP.	ESTADO
1	MB1	9.600 kW	EN MANTENIMIENTO*
2	MB2	9.600 kW	OPERATIVA*
3	EMD 9	2.865 kW	OPERATIVA*
4	EMD 10	2.865 kW	OPERATIVA*
5	EMD 11	2.865 kW	OPERATIVA*
6	EMD 12	2.865 kW	OPERATIVA*
7	EMD 13	2.865 kW	OPERATIVA*
8	EMD 14	2.865 kW	OPERATIVA*
9	EMD1	2.200 kW	FUERA DE SERVICIO
10	EMD2	2.200 kW	FUERA DE SERVICIO
11	EMD3	2.200 kW	FUERA DE SERVICIO
12	EMD4	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
13	EMD5	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
14	EMD6	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
15	EMD7	2.100 kW	FUERA DE SERVICIO
16	EMD8	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
17	MAN 1	14.300 kW	EN SERVICIO*
18	MAN 2	14.300 kW	EN SERVICIO*
19	P RSU	1.950 kW	PRE OPERATIVA
Total*		64.990 kW	

Nota*: capacidad instalada

Fuente: SSPD-DTGE⁴. 16 de octubre de 2018

Durante la visita técnica a la central de generación de energía de San Andrés se evidenció la existencia de tres plantas conformadas con los grupos electrógenos según el grupo de Imágenes No 4, 5 y 6; otro conjunto de unidades de generación (8 grupos electrógenos) fuera de servicio (Imagen No.7) y la planta de generación de residuos sólidos urbanos (Imagen No.8).

Planta 1

Se evidenció que la Planta 1 compone de dos (2) grupos electrógenos marca Mirrlees Blackstone, con una capacidad instalada de generación de 9,6 MW cada uno (ver Imagen No.4). Al momento de la visita, una de las unidades se encontraba en Mantenimiento.

⁴ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

Imagen No. 4. Grupos electrógenos de la Planta 1.



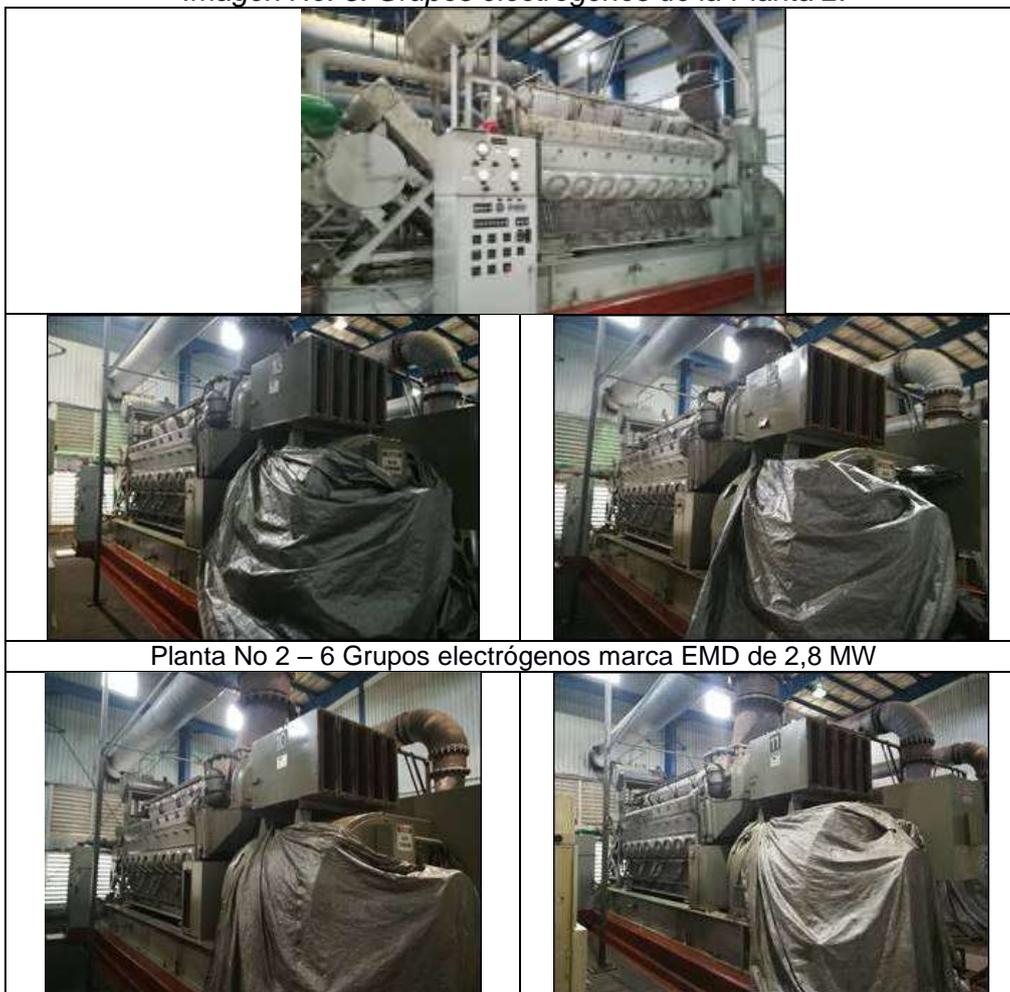
Planta No1 – Grupos electrógenos Mirrlees Blackstone de 9,6 MW.

Fuente: SSPD-DTGE⁵. 16 de octubre de 2018

Planta 2

Por su parte, para la Planta 2 se corroboró que está compuesta por seis (6) grupos electrógenos marca EMD, con una capacidad instalada de generación de 2,8 MW cada uno (ver Imagen No.5); todos operativos.

Imagen No. 5. Grupos electrógenos de la Planta 2.



Planta No 2 – 6 Grupos electrógenos marca EMD de 2,8 MW

⁵ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.



Planta No 2 – 6 Grupos electrógenos marca EMD de 2,8 MW, última foto: inferior derecha: casa de máquinas y chimeneas de expulsión de gases donde operan estos grupos electrógenos.

Fuente: SSPD-DTGE⁶. 16 de octubre de 2018

Planta 3

De forma similar a las anteriores, se evidenció que la Planta 3 se compone de dos (2) grupos electrógenos, marca MAN Diésel, con una capacidad instalada de generación de 14,3 MW cada uno; ambos operativos (ver Imagen No.6).

Imagen No. 6. Grupos electrógenos de la Planta 3



Planta No3 – 2 Grupos electrógenos MAN Diésel de 14,3 MW c/u

Fuente: SSPD-DTGE⁷. 16 de octubre de 2018

Equipos de control, protección y medida.

Se evidenció que las unidades cuentan con sus equipos de control, protección y medida, según se muestra en la Imagen No.7.

⁶ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

⁷ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

Imagen No. 7. Equipos de control, protección y medida de la Central de Generación de San Andrés.



Fuente: SSPD-DTGE⁸. 16 de octubre de 2018

Los parámetros de operación de la central de generación son registrados en tiempo real por parte del Centro Nacional de Monitoreo – CNM.

Transformadores elevadores

También se evidenciaron tres (3) transformadores elevadores con una capacidad instalada de 25 MVA, cada uno, en condiciones adecuadas de operación, según se muestra en la Imagen No.8.

Imagen No. 8. Transformadores elevadores de la Central de Generación Eléctrica de San Andrés



Fuente: SSPD-DTGE⁹. 16 de octubre de 2018

⁸ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

⁹ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

Almacenamiento de combustible

Se evidenció que cuentan con 4 tanques de almacenamiento de combustible y que existe un adecuado manejo y almacenamiento del combustible “Diésel marino” para la operación de la Central de Generación (ver Imagen No.9).

Imagen No. 9. Tanques de almacenamiento de combustible ubicados en la Central de Generación de San Andrés.



Fuente: SSPD-DTGE¹⁰. 16 de octubre de 2018

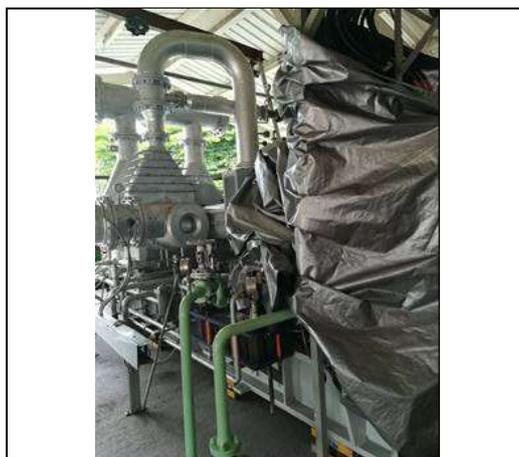
Planta de Generación Residuos Sólidos Urbanos – RSU

La planta de Generación de energía de Residuos Sólidos Urbanos -RSU- cuenta con dos líneas de incineración de 40 ton/día cada una, fue implementada desde el año 2012; sin embargo, aún no ha entrado en operación comercial. SOPESA indicó que su entrada en servicio estaría estimada para el año 2019 con base en la adjudicación del Concesionario de recolección de basuras que realizó la Gobernación de San Andrés en la vigencia 2018 (ver Imagen No.10).

Imagen No. 10. Planta de Generación Residuos Sólidos Urbanos



¹⁰ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.



Planta de Residuos Sólidos Urbanos implementada por SOPESA

Fuente: SSPD-DTGE¹¹. 16 de octubre de 2018

Infraestructura de Distribución

La infraestructura de distribución eléctrica en San Andrés no ha tenido cambios, en cuanto a longitud y cantidad y capacidad de la reportada en el 2016 por el prestador. Está conformada por 13 circuitos, con una longitud total de red aproximada de 226,12 km¹². Cuenta con 707 transformadores con una capacidad instalada de 71.727,5 kVA (ver *Tabla No 10*).

Tabla No 10. Sistema de distribución de San Andrés 2017

ITEM	CIRCUITO	RED MEDIA TENSION		RED BAJA TENSION		TRANSFORMADOR	
		AEREA (Km)	SUBTERRANEA (Km)	AEREA (Km)	SUBTERRANEA (Km)	CANT	KVA
1	20 DE JULIO	4,70		5,22		57	5.675,0
2	BACK ROAD	5,13		5,00		12	1.387,5
3	JUAN 23	4,90		5,23		50	4.750,0
4	HOSPITAL		0,30			1	630,0
5	FRAGATAS	7,55		3,80		42	7.225,0
6	ALMENDROS	4,56	0,94	5,10	1	46	8.650,0
7	LOMA	27,35		24,80		111	7.527,5
8	SAN LUIS	27,28		24,20		139	9.435,0
9	NATANIA	10,99		21,10		66	4.642,5
10	SWAMP GROUND	1,95		1,30		6	1.087,5
11	BOULEVARD	10,36	0,76	11,90		113	10.600,0
12	AMERICA	1,30	2,00	0,76	1	21	3.327,5
13	COLOMBIA	1,22	3,10	0,65	2	43	6.790,0
14	TOWN	9,26	0,30	9,00		44	2.317,5
15	SOUTH WEST	8,40		11,32		68	3.157,5
TOTAL		124,95	7,40	129,38	4	819	77.202,5

Nota: Los circuitos 14 y 15 pertenecen a las Islas de Providencia y Santa Catalina

Fuente: AEGR 2017

Datos: SOPESA 2016 y 2018¹³

¹¹ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

¹² Tomada del Reporte de la AEGR 2017 practicada a SOPESA S.A. E.S.P., página

¹³ Caso de la información de cantidad y capacidad de transformadores de distribución por circuito.

En el recorrido de los circuitos Los Almendros (4,5 km aproximadamente), Fragatas (7,5 km aproximadamente), Juan XIII (4,9 km aproximadamente) y Natania a 13,2 kV (11 km aproximadamente), se evidenció que los circuitos se encuentran en general en buen estado de operación. También se verificó la red de baja tensión asociada a los tramos de los circuitos recorridos y se encontró en su mayoría red trenzada en buen estado (ver Imagen No.11).

Imagen No. 11. Estado de algunos tramos de Red de Media Tensión y Baja Tensión en San Andrés



Fuente: SSPD-DTGE¹⁴. 16 de octubre de 2018

SOPESA se encuentra realizando revisión a cada una de las instalaciones eléctricas de los contadores instalados en la Isla de San Andrés y Providencia en el marco del proyecto Buena Energía para Ciudades Inteligentes, con el objeto de determinar el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, dando cumplimiento al fallo proferido por el Tribunal Contencioso Administrativo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina; actividad que fue evidenciada por la DTGE en la visita realizada.

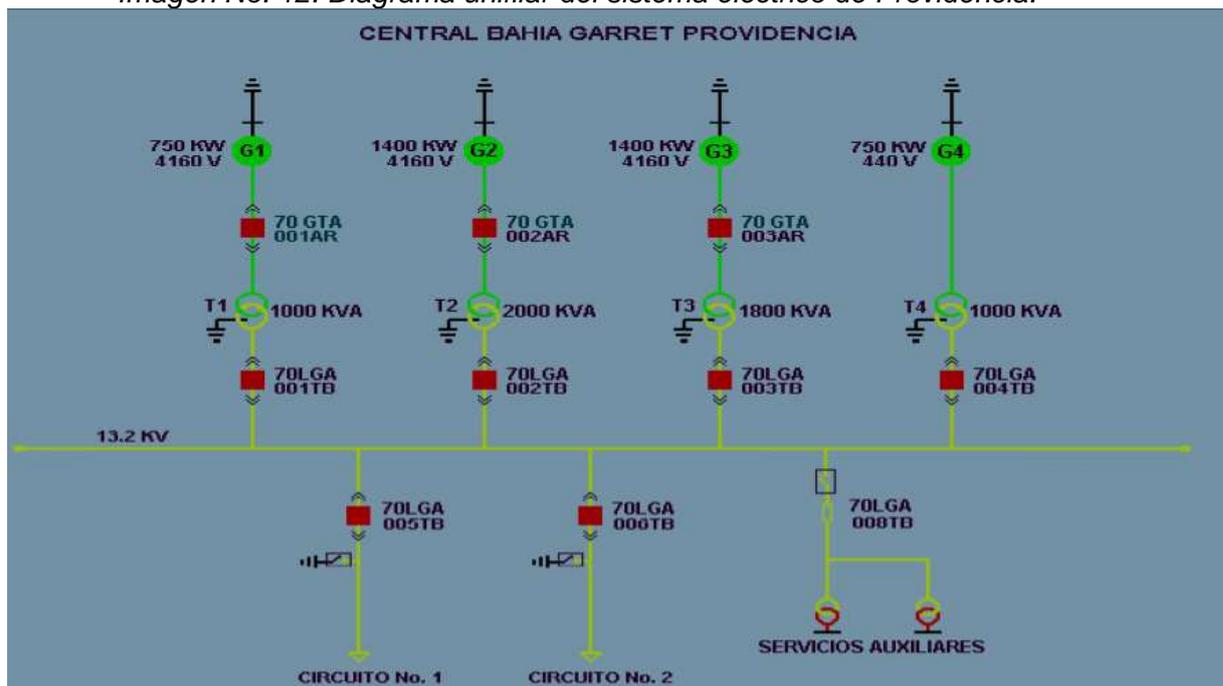
- **Islas de Providencia y Santa Catalina**

En la *Imagen No.12* se muestra el diagrama unifilar general del sistema eléctrico que incluye la generación diésel y la distribución de energía para la Islas de Providencia y Santa Catalina¹⁵.

¹⁴ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

¹⁵ Extraído del informe entregado por SOPESA según radicado SSPD- 20185291080392 de octubre de 2018.

Imagen No. 12. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Providencia.



Fuente: SOPESA S.A. ESP. Septiembre de 2018.

Infraestructura de Generación

Por su parte, la Central de generación de Providencia, que alimenta a Santa Catalina, cuenta con una potencia instalada de generación eléctrica de 3,55 MW¹⁶, equivalente a 3 unidades térmicas operadas con diésel. También se le suma un sistema de monitoreo y telemetría por parte del IPSE. En la *Tabla No 11* se presenta el detalle de la capacidad instalada para la central en mención.

Tabla No 11. Capacidad Instalada de Generación Puerto Nariño 2018

Unidad	Marca Motor	Capacidad (kW)	Año de entrada en operación	Estado
EMD1	General Motors EMD	750	1993	Operativa*
EMD2	General Motors EMD	1.400	1996	Operativa*
EMD3	General Motors EMD	1.400	2005	Operativa*
Unidad 4	Cummins	1.250		Fuera de servicio
Capacidad Instalada Total		3.550		

Nota: *Solamente se tiene en cuenta los grupos electrógenos que se encuentran operativos.

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

En la *Imagen No.13* se muestran fotografías registradas en la visita realizada a la central de generación en Providencia, por parte de la DTGE.

16 Información extraída del informe de comisión a SOPESA, 15-19 de octubre de 2018. DTGE-Equipo ZNI.

Imagen No. 13. Grupos electrógenos Central de generación Providencia – SOPESA S.A. ESP



Grupos electrógenos de la Central de Generación Eléctrica -Providencia
Fuente: SSPD-DTGE¹⁷. 18 de octubre de 2018

En general, se cuenta con 3 grupos electrógenos operativos, los cuales son suficientes para cubrir la demanda que requiere Providencia. Cada uno de ellos cuenta con sus equipos de control, protección y medida.

Respecto a los transformadores elevadores, se encontraron 4 de 1 MVA, 2,5MVA, 1,8 MVA y 1 MVA, respectivamente, en condiciones normales de operación (ver Imagen No.14).

Imagen No. 14. Transformadores elevadores Providencia – SOPESA S.A. ESP



¹⁷ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.



Fuente: SSPD-DTGE¹⁸. 18 de octubre de 2018

También se evidenciaron 5 tanques de almacenamiento de combustible “diésel marino” en condiciones adecuadas de almacenamiento, los cuales se muestran en la *Imagen No. 15*.

Imagen No. 15. Ubicación tanques de almacenamiento Central de generación Providencia – SOPESA S.A. ESP



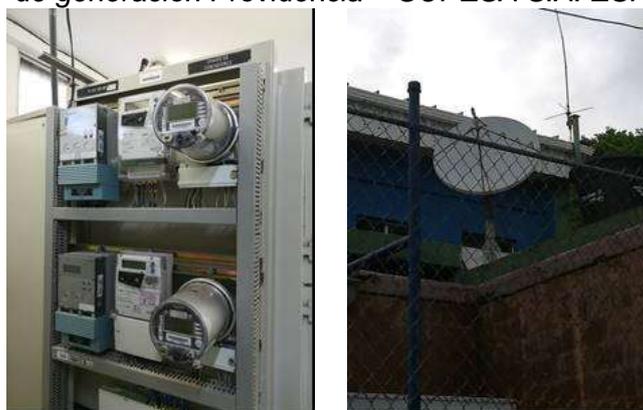
Tanques de almacenamiento de combustible ubicados en la Central de Generación Providencia

El personal encargado de la componente ambiental indicó que se realizan periódicamente monitoreo de emisiones.

Se verificó que existen dos unidades de monitoreo a la operación, uno por parte del Centro Nacional de Monitoreo - CNM y el otro por parte de la Interventoría que la realiza la Empresa de Energía del Archipiélago de Santa Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. ESP. - EEDAS S.A. ESP., según se observa en la *Imagen No. 16*.

¹⁸ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

Imagen No. 16. Monitoreo realizado a la Central de Generación de Providencia Central de generación Providencia – SOPESA S.A. ESP



Fuente: SSPD-DTGE¹⁹. 18 de octubre de 2018

Infraestructura de Distribución

Providencia cuenta con dos circuitos de red de distribución local, 112 transformadores para una capacidad instalada total de 5,475 kVA, y una longitud total de red de 38,28 km, de la cual el 47% corresponde a red de media tensión y el restante 53% a red de baja tensión, según se indica en la *Tabla No 12*.

El sistema de distribución en la Isla Providencia se compone de dos circuitos a 13,2 kV, denominados Circuito Town y Circuito South West.

Tabla No 12. Capacidad de Distribución Providencia

No. circuito	No. Transformadores	Capacidad Instalada	Longitud Red Distribución		
			TOTAL	MT	BT
#	(U)	(kVA)	(km)	(km)	(km)
14. Town	44	2.317,5	9,56	9	18,56
15. South West	68	3.157,5	8,4	11,32	19,72
TOTAL	112	5.475,0	17,96	20,32	38,28

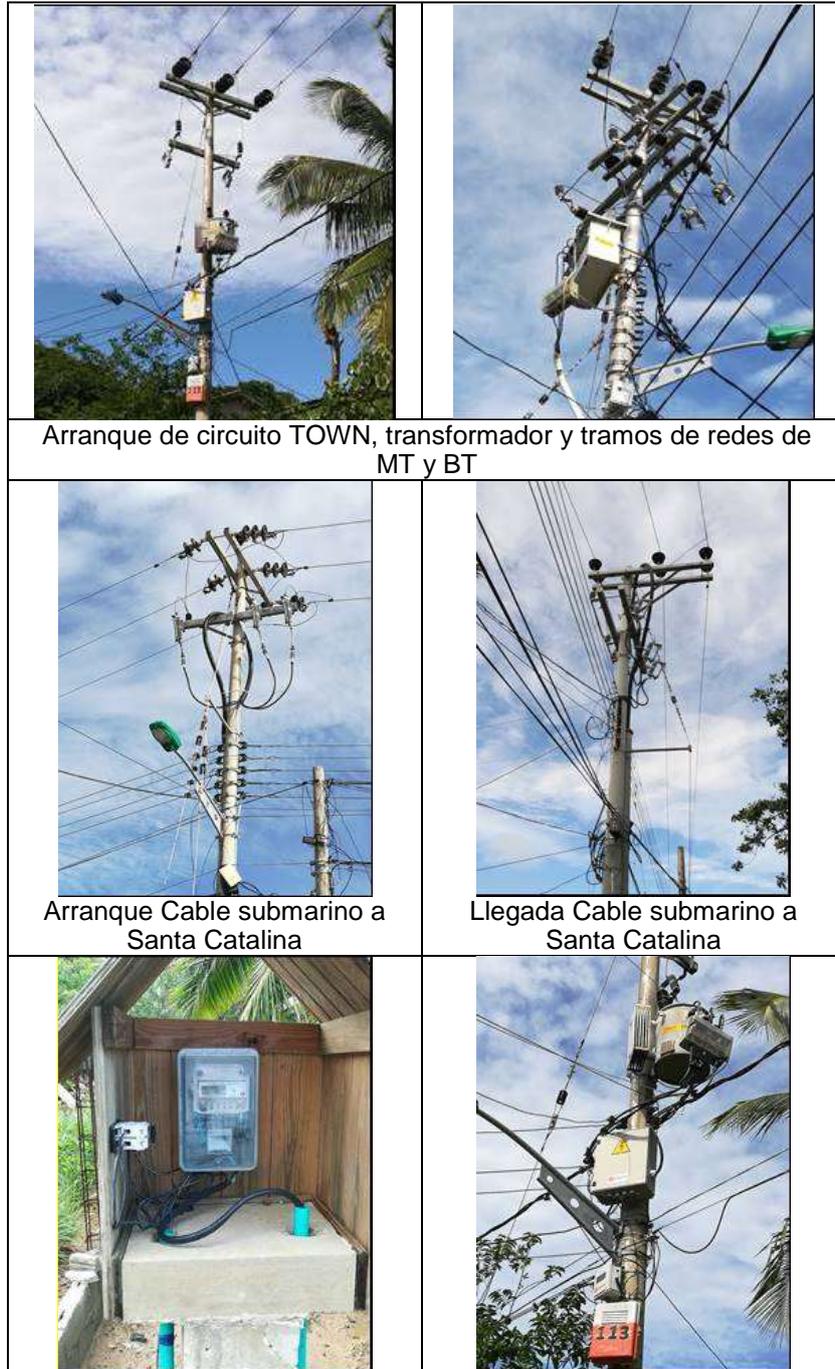
Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

Circuito Town

Para el primer circuito Town, durante el recorrido se visitaron los sectores de Barrio San Juan, Santa Catalina (Isla) y sector Pueblo Viejo; donde se evidenció que la red de media tensión se encuentra en condiciones adecuadas de operación. Respecto a la red de Baja Tensión -BT-, se evidenciaron tramos en red trenzada y red abierta que muestran un proceso de modernización de las redes que viene realizando el Prestador (ver *Imagen No. 17*).

¹⁹ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

Imagen No. 17. Estado circuito de distribución Town-Providencia – SOPESA S.A. ESP



Fuente: SSPD-DTGE²⁰. 16 de octubre de 2018

Es importante indicar que la Isla Santa Catalina se encuentra conectada al circuito Town mediante clave submarino y su postería es en fibra de vidrio con algunos postes en concreto. También se corroboró en el sector Pueblo Viejo algunos tramos en conductor ecológico.

²⁰ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

Circuito South West

Por su parte, para el Circuito South West se recorrieron los sectores de Agua Dulce, Bottom House, Aguamansa, Blow, Aeropuerto, El Valle y La Montaña y se evidenció que las redes de MT y BT se encuentran en condiciones adecuadas de operación (ver *Imagen No.18*).

Imagen No. 18. Estado Circuito South West-Providencia – SOPESA S.A. ESP



Tramos de red y baja tensión del circuito South West

Tramos de red y baja tensión del circuito South West
Fuente: SSPD-DTGE²¹. 16 de octubre de 2018

En general, las redes de MT y BT y transformadores de distribución se encuentran en condiciones adecuadas de operación para la prestación del servicio de energía eléctrica en las islas de Providencia y Santa Catalina.

3.3 Comportamiento de la generación de energía

Para el año 2017, la generación de energía eléctrica fue aproximadamente 215 GWh/año, con un decrecimiento respecto al año 2016 del 1,2%, SOPESA reportó que para el año 2017 los costos de generación incluyendo costos del combustible, gastos de operación y mantenimiento ascendieron a 856 \$/kWh²². SOPESA reportó que para la ASE en 2017 se requirieron 13.219.499²³ de galones de combustible para operar las unidades de generación.

Monitoreo a la prestación del servicio de energía

Por medio del Centro Nacional de Monitoreo - CNM, área misional del IPSE, se realiza el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No

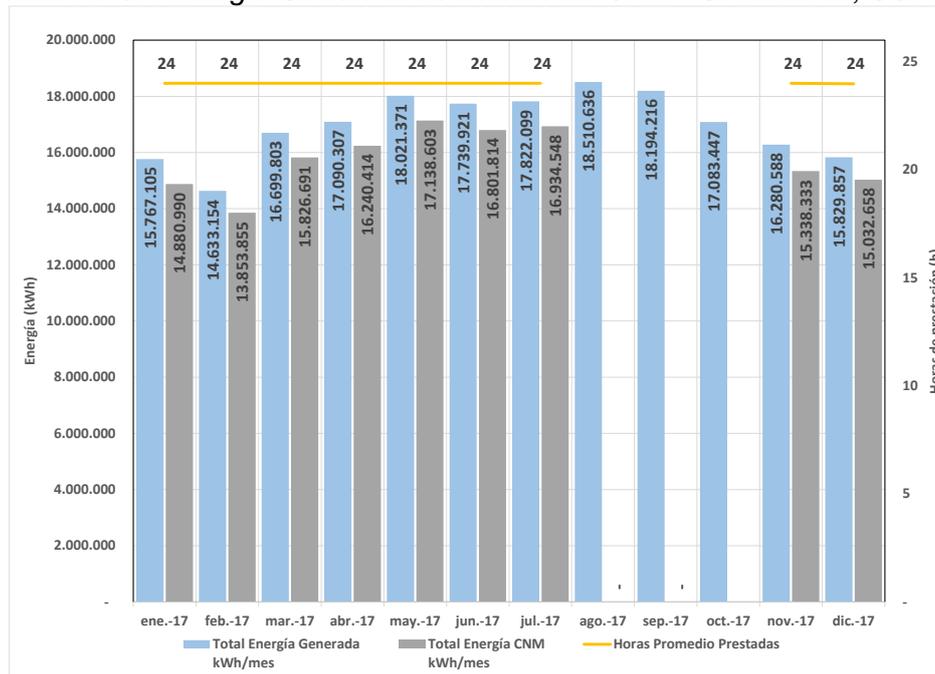
²¹ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

²² Costo de la prestación en San Andrés y Providencia, CU a diciembre de 2017.

²³ Información Técnica Operativa cargada por SOPESA S.A. ESP al SUI - 2017

Interconectadas, contribuyendo a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas.

Gráfico No 3. . Energía Generada vs Telemetría CNM - San Andrés, SOPESA



Fuente: SUI - CNM

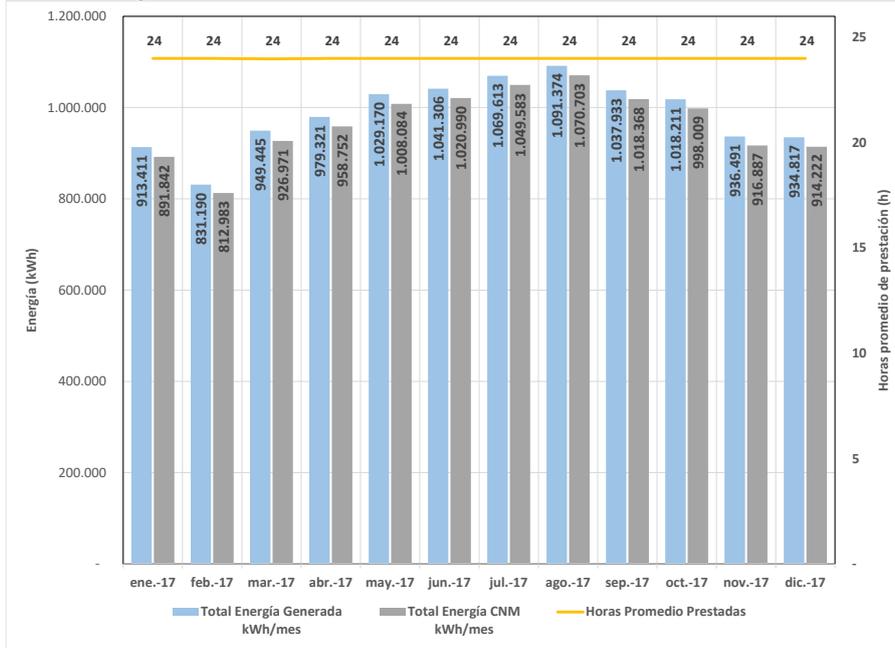
En el Gráfico No. 3 se relaciona la energía generada en San Andrés, donde, se cruzan la información reportada por el prestador al SUI y la información reportada por el CNM, donde, se evidencia que para los meses de agosto, septiembre y octubre de 2017, el CNM informa “Sin Información, por intervención en la medida por parte del prestador”, haciendo referencia a SOPESA. Al respecto, el prestador informa que en el mes de agosto de 2017 se realizaron trabajos de transferencia de carga de los circuitos de la subestación School House a la subestación El Bight, con el fin de realizar mantenimiento al transformador de potencia de la subestación School House y que mediante correo electrónico del 20 de septiembre de 2017 suministro el “informe de la lectura de los medidores de energía de los circuitos del mes de agosto”.

Respecto a lo anterior, el prestador reportó al SUI una generación de energía en San Andrés de 149,9 GWh/año y el CNM informó 142 GWh/año con una diferencia del 5,2% de pérdidas técnicas de generación²⁴.

En el Gráfico No 4 se relaciona la energía generada en Providencia, donde, se cruzan la información reportada por el prestador al SUI y la información reportada por el CNM, donde, el prestador reportó al SUI una generación de energía de 11,83 GWh/año y el CNM informó 11,59 GWh/año con una diferencia del 2,1% de pérdidas técnicas de generación.

²⁴ No se tuvo en cuenta la información de los meses de agosto, septiembre y octubre de 2017, por no tener datos de energía generada por parte del CNM.

Gráfico No 4. Energía Generada vs Telemetría CNM - Providencia, SOPESA S.A. ESP



Fuente: SUI - CNM

3.4 Calidad del Servicio

De conformidad con lo dispuesto en el Numeral 2 del Anexo 5 del Contrato de Concesión 067 de 2009, suscrito entre el MME y SOPESA S.A. E.S.P. se obliga a este último a dar cumplimiento de los indicadores DES y FES anuales por circuito, fijados como meta de calidad del servicio. En las *Tablas No 13 y 14* se presentan los límites contractuales de los indicadores de calidad del servicio.

Tabla No 13. Metas DES Contractual y Regulatoria SOPESA

Periodo Concesión	DES Contractual (horas/año)	DES CREG 113 de 2003 Grupo 4 (h/año)
Años 1 al 5	39	39
Años 6 al 10	29	39
Años 11 en adelante	19	39

Fuente: Contrato de Concesión 067 de 2009 – CREG 091 DE 2007.

Tabla No 14. Metas FES Contractual SOPESA

Periodo Concesión	FES Contractual (Veces/año)
Años 1 al 5	58
Años 6 al 10	51
Años 11 en adelante	44

Fuente: Contrato de Concesión 067 de 2009.

Indicador DES

Según la *Tabla No 15*; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** *Tabla No 13*. tenemos que, la meta contractual fijada para el año 2017 respecto al indicador de horas de desconexión – DES, fue de 29 horas/año por circuito.

Tabla No 15. Metas DES Contractual y Regulatoria SOPESA

PERIODO	DES CONTRACTUAL años 6 a 10 (h)	DES CREG 113 de 2003 Grupo 4 (h/año)
Trimestre 1 (1 de enero - 31 de marzo)	8,8	
Trimestre 2 (1 de abril - 30 de junio)	5,7	
Trimestre 3 (1 de Julio - 30 de septiembre)	5,7	
Trimestre 4 (1 de octubre - 31 de diciembre)	8,8	
Total DES año 2017	29	39

Fuente: Informe AEGR

En la vigencia 2017 los trece circuitos de la ciudad de San Andrés y los dos circuitos de Providencia, que conforman el Sistema de Distribución Local-SDL de, reportaron en su totalidad 101 horas fuera de servicio.

El circuito del SDL del concesionario en el cual se presentó el mayor tiempo fuera de servicio, fue el "Circuito Colombia" con un total de 14,63 horas. En la *Tabla No 16* se relaciona el indicador DES para el año 2017.

De conformidad con la información suministrada por el concesionario de energía en San Andrés, de la revisión del Indicador – DES, se puede concluir que, en el año 2017 el SDL no sobrepasó el límite contractual establecido. Sin embargo, si comparamos el citado indicador para el periodo 2017 con el año 2016, tenemos que, en 10 de los 13 circuitos de San Andrés, el indicador DES presentó desmejora, mientras que, en Providencia, se evidencia una notoria mejoría del mencionado indicador DES.

Tabla No 16. Indicador DES SOPESA 2017

Ítem	Periodo	Primer Trim.	Segundo Trim.	Tercero Trim.	Cuarto Trim.	DES 2017 Horas/año	DES 2016 Horas/año
1	Circuito 20 de Julio	0,17	0,00	3,48	0,00	3,65	3,19
2	Circuito Back Road	0,10	1,83	4,08	1,36	7,37	6,91
3	Circuito Juan 23	0,21	0,00	1,43	0,00	1,64	0,44
4	Circuito Hospital	0,11	0,00	0,00	0,00	0,11	0
5	Circuito Fragatas	3,45	0,73	3,57	3,50	11,25	7,18
6	Circuito Almendros	2,21	0,00	4,84	0,00	7,05	6,63
7	Circuito Loma	0,34	3,66	0,78	0,06	4,84	15,5
8	Circuito San Luis	3,79	0,00	0,01	2,63	6,43	6,91
9	Circuito Natania	0,25	0,00	4,60	0,10	4,95	10,88
10	Circuito Swamp Ground	0,26	3,75	2,58	0,00	6,59	0,49
11	Circuito Boulevard	4,80	0,00	5,08	0,77	10,65	2,38
12	Circuito América	7,26	0,63	4,99	1,12	14,00	1,55
13	Circuito Colombia	8,18	0,53	5,09	0,83	14,63	1,47
14	Circuito Town (Providencia)	0,00	0,00	2,25	0,16	2,41	10,74
15	Circuito South West (Providencia)	0,00	0,38	5,08	0,20	5,66	10,31
Meta DES por circuito		8,80	5,70	5,70	8,80	29,00	

Fuente: Informe AEGR 2017

Indicador FES

Acerca del indicador de Frecuencia de las interrupciones – FES, según lo dispuesto en el Anexo 5 del citado Contrato de Concesión 067, la meta fijada para el indicador FES

es de 51 interrupciones al año por circuito. La información del indicador FES para cada circuito durante el año 2017, se muestra en la *Tabla No 17*.

Tabla No 17. Indicador FES SOPESA 2017.

Ítem	Trimestre	Primer Trim.	Segundo Trim.	Tercer Trim.	Cuarto Trim.	FES 2017 (Veces/año)	FES 2016 (Veces/año)
1	Circuito 20 de Julio	2	0	2	0	4	4
2	Circuito Back Road	1	1	2	2	6	6
3	Circuito Juan 23	2	0	1	0	3	4
4	Circuito Hospital	1	0	0	0	1	0
5	Circuito Fragatas	4	2	6	4	16	9
6	Circuito Almendros	3	0	3	0	6	9
7	Circuito Loma	2	3	3	1	9	12
8	Circuito San Luis	6	0	1	1	8	13
9	Circuito Natania	1	0	3	1	5	15
10	Circuito Swamp Ground	1	1	2	0	4	2
11	Circuito Boulevard	3	0	3	1	7	4
12	Circuito América	3	2	2	2	9	2
13	Circuito Colombia	3	1	3	1	8	3
14	Circuito Town (Providencia)	0	0	1	1	2	7
15	Circuito South West (Providencia)	0	1	1	1	3	10
FES Contractual por Circuito		15	10	10	16	51	

Fuente: Informe AEGR 2017.

Los circuitos del SDL de SOPESA para el periodo 2017, dieron cumplimiento con la meta establecida en el Contrato para este indicador, puesto que el límite estaba en 51 interrupciones al año por circuito y el circuito que registró la mayor frecuencia de interrupciones fue Fragatas, con 16 eventos de demanda no atendida o salidas del circuito durante el año 2017. A pesar que el concesionario cumplió con el límite contractual establecido para 2017 del indicador FES, si comparamos su desempeño respecto al 2016 por circuito, tenemos que en 6 de los 13 circuitos de San Andrés el indicador presentó desmejora, mientras en Providencia se evidenció mejoría sustancial en los dos circuitos que suministran electricidad a la población.

3.5 Mantenimiento de infraestructura de Generación y Distribución

Mantenimiento de infraestructura de Generación

De acuerdo con los planes de mantenimiento de las unidades de generación informados por SOPESA, en la central de generación Punta Evans en San Andrés (*Tabla No 18, Tabla No 19 y 20*) y en la Central de Generación Bahía Garret en Providencia (*Tabla No 21*), se programan según las horas de operación de cada una de las unidades de generación.

Tabla No 18. Plan de Mantenimiento Unidades MAN 1 y MAN 2 - Central Punta Evans, SOPESA S.A. ESP

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO MAYOR	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO
3.000 horas	Desmontar inyectores y comprobar funcionamiento y componentes, lubricar varillaje bomba inyección	16 horas	30.000 a 40.000 horas	16.000 + Desmontar, cambiar cubiertas de cojinetes de biela y bancada; Desmontar amortiguador del cigüeñal; Desarmar todos los pistones, sustituir corona según calibración ranura anular; Desmontar todas las camisas de cilindro, cambiar empaquetadura; Desmontar, cambiar todos los cojinetes del árbol de levas; Sustituir todos los conos de válvulas admisión y escape, cambiar válvulas y asientos según calibraciones, Desmonte y desarme de todos los accionamientos de Bombas de inyección y balancines	45 días
6000 horas	3.000 + Desmontar una culata y un pistón por cada banco. Toma flexiones del cigüeñal, Medir desplazamiento axial del cigüeñal	40 Horas			
12.000 horas	3.000 hs + 6.000 hs + Revisar un cojinete de bancada y uno de biela,	56 Horas			
16.000 a 18.000 horas	3.000 + 6.000 + 12.000 + Desmonte e inspección de todos los pistones: Tomar todas las calibraciones, Calibrar camisas de cilindro y bruñir, Desarmar un pistón, revisar orificios de refrigeración; Verificar correcta operación de válv seguridad cárter, Reemplazar válvulas de seguridad culatas; Desmontar un cojinete de árbol de levas por cada banco; Desmontar y rectificar válvulas admisión y válvulas de escape; Desmontar y revisar todas las válvulas de arranque; Desmontar y revisar válvula principal de aire de arranque; Desmontar y revisar todas las bombas de Inyección.	120 horas			

Fuente: SOPESA S.A. ESP

Tabla No 19. Plan de Mantenimiento Unidades MB 1 y MB 2 - Central Punta Evans, SOPESA S.A. ESP

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO MAYOR	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO
1000 horas	Cambio de aceite de turbo cargadores y regulador de velocidad y aceite de los filtros rotativos de admisión banco A y B.	4 Horas	24000 horas	Anillos de pistones ,kit inyectores, kit de bombas de inyección, toberas, segmento de escape, orings de camisa, cojinetes de biela y bancada, empaque de culata y camisa, oring de pieza intermedia, empaquetadura manifold de agua y aire, empaquetadura de tubería de escape, filtros de	45 días
12000	Rectificación de culatas,	25			

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO MAYOR	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO
horas	cambio de empaquetadura de culata, cojinetes de turbina y bomba de aceite lubricante del banco A y B.	días		aceite y aceite de motor	

Fuente: SOPESA S.A. ESP

Tabla No 20. Plan de Mantenimiento Unidades EMD 9, EMD 10, EMD 11, EMD 12, EMD 13 y EMD 14 – Central Punta Evans, SOPESA S.A. ESP

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO MAYOR	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO
500 y 1000 Horas - Servicio de Rutina	Limpieza del Barrido, Inspección Camisas, Pistones, Anillos, Revisión de Bielas y Parte Superior del Motor	8 horas	20000 Horas	16 Paquetes de Potencia, cojinete de Biela y de Bancada, arandelas espaciadoras del cigüeñal, inyectores, puentes de las válvulas de escape y kits de bombas de agua y de protección de gases del Carter.	12 días
1500 Horas - Servicio de Rutina	Cambio de Filtros de aceite del motor, del turbo y Prelubricación. Cambio aceite del Regulador de Velocidad.	8 horas			
5000 Horas - Servicio de Rutina	Cambio de Aceite del Motor, filtros de aire y grasa de rodamientos del generador	8 horas			

Fuente: SOPESA S.A. ESP

Tabla No 21. Plan de Mantenimiento Unidades EMD 1, EMD 2 y EMD 3 – Central Bahía Garret, SOPESA S.A. ESP

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO MAYOR	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO
500 y 1000 Horas - Servicio de Rutina	Limpieza del Barrido, Inspección Camisas, Pistones, Anillos, Revisión de Bielas y Parte Superior del Motor	8 horas	20000 Horas	8 Paquetes de Potencia, cojinete de Biela y de Bancada, arandelas espaciadoras del cigüeñal, inyectores, puentes de las válvulas de escape y kits de bombas de agua y de protección de gases del Carter.	10 días

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO MAYOR	REPLAZO PIEZAS	DURACIÓN MANTENIMIENTO
1500 Horas - Servicio de Rutina	Cambio de Filtros de aceite del motor, del turbo y Prelubricacion. Cambio aceite del Regulador de Velocidad.	8 horas			
5000 Horas - Servicio de Rutina	Cambio de Aceite del Motor, filtros de aire y grasa de rodamientos del generador	8 horas			

Fuente: SOPESA S.A. ESP

De acuerdo con lo anterior, durante el año 2017 SOPESA programó 33 actividades de mantenimiento en las centrales Punta Evans y Bahía Garret, donde se incluyen nueve (9) actividades de Mantenimientos Mayores – Preventivo, siete (7) Rutinas de Mantenimiento – Preventivo, seis (6) actividades relacionadas a Proyectos Contractuales y de Mejoramiento, siete (7) actividades de Mantenimiento Predictivo y tres (3) mantenimiento de tipo Locativos. En la *Tabla No 22*, se muestra que se realizaron veinticuatro (24) de las treinta y tres (33) actividades programadas en el 2017 con un 73% de efectividad en la ejecución del plan de mantenimiento programado.

Tabla No 22. Ejecución del Plan de Mantenimiento Centrales de Generación – SOPESA S.A. ESP

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS	MANTENIMIENTOS EJECUTADOS		MANTENIMIENTOS CANCELADOS		MANTENIMIENTOS REPROGRAMADOS	
	Cantidad	Peso %	Cantidad	Peso %	Cantidad	Peso %
33	24	73%	1	3%	8	24%

Fuente: SOPESA S.A. ESP

Mantenimiento de infraestructura de Distribución

La empresa ejecuta un programa anual de mantenimiento que comprende las actividades rutinarias al sistema de distribución, tales como: Podas de árboles en el área de servidumbre de los circuitos, Cambios de postes y herrajes, Cambios y mantenimiento de transformadores.

Además, registra la ejecución de las siguientes actividades de Mantenimiento específicas:

- Mantenimiento a Red Subterránea.
- Mantenimiento a Transformadores de potencia de las subestaciones de Distribución.
- Mantenimiento a redes en 34.5 kV (Correctivo).
- Mantenimiento predictivo
- Análisis de aceite a transformadores de potencia.

- Pruebas de termografía a subestaciones.
- Pruebas al sistema de puesta a tierra.
- Remodelaciones

Adicional, de la información remitida por el Auditor Externo de Gestión y Resultados – AEGR para la vigencia 2017, nos informa que respecto al personal de mantenimiento que “El Área de Distribución de San Andrés y de Providencia contaba a 31 de diciembre de 2017 con 51 trabajadores de la empresa y 35 contratistas, quienes desarrollan las labores en el sistema de distribución, incluyendo el personal de oficina.”. El AEGR en la Tabla No 23 informa la ejecución del plan de mantenimiento del área de distribución para el año 2017.

Tabla No 23. Ejecución del Plan de Mantenimiento Distribución - SOPESA S.A. ESP

Nombre de Tarea	Comienzo	Fin	% Completado
Programa de Mantenimiento Dirección de Distribución Año 2017	1/01/17	31/12/17	92%
Mantenimiento de Rutina al Sistema de Distribución	1/01/17	31/12/17	100%
Mantenimiento a Red Subterránea y Materiales y Equipos para Traslado Usuarios de Media Tensión a la Red Subterránea; Reactivar Caja de Maniobra Frente al Banco BBVA	1/02/17	31/10/17	100%
Mantenimiento a Transformadores de Potencia Subestaciones de Distribución	1/02/17	15/04/17	100%
Mantenimiento a Redes 34,5 Kv (Correctivo)	1/02/17	31/03/17	100%
Mantenimiento Predictivo	15/02/17	14/10/17	100%
Remodelaciones	16/01/17	14/10/17	100%
Proyectos Plan de Inversiones	16/01/17	30/11/17	85%
Infraestructura, Equipos y Herramienta	16/01/17	31/08/17	68%
Formación y Acondicionamiento Físico de Personal	16/01/17	30/11/17	100%

Fuente: AEGR S.A. ESP

3.6 Proyectos de Fuentes no Convencionales de Energía Renovables –FNCER

El Plan de inversiones obligatorias establecido en el Capítulo V del Contrato de Concesión 067 de 2009 indica, entre otros, la puesta en operación de la Planta de Generación de Residuos Sólidos Urbanos –RSU- de 1MW y un Parque de Generación Eólico de 7,5 MW.

- **Planta de Generación de energía Residuos Sólidos Urbanos – RSU**

Como se señaló en la infraestructura de generación del numeral 3.2, se evidenció la planta de generación de energía RSU la cual, si bien fue construida hace 6 años, no ha entrado en operación por inconvenientes relacionadas con el proveedor anterior que manejaba la disposición de los residuos sólidos finales y las especificaciones de la entrega del material insumo. SOPESA indicó que su entrada en servicio estaría estimada para el año 2019 con base en la adjudicación reciente del Concesionario de recolección de basuras que realizó la Gobernación de San Andrés en la vigencia 2018.

Es importante precisar que la razón para contemplar el diseño de esta planta de generación de energía fue encontrar una alternativa de solución a la disposición final de los RSU de la Isla más que para el uso residencial o comercial.

- **Proyecto Eólico**

Respecto al proyecto Parque de Generación Eólico, no ha iniciado su implementación teniendo en cuenta que el proceso de Consulta Previa se encuentra en la actualidad suspendido por parte de la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior, atendiendo el requerimiento hecho por la Defensoría del Pueblo y la Procuraduría Judicial, Ambiental y Agraria.

4. ASPECTOS COMERCIALES

En este capítulo se analizan aspectos comerciales y tarifarios, así como aspectos relacionados con los suscriptores, la facturación, el recaudo. Igualmente, se realizó un análisis del servicio de atención al usuario, como su comportamiento en el 2017.

4.1 Estructura del mercado

Número de suscriptores clasificados por estrato y uso

En la evaluación se incluyen suscriptores correspondientes al departamento de San Andrés y a Providencia.

Tabla No 24. Comportamiento de los suscriptores años 2016 y 2017

ESTRATO/USO	2016		2017		Variación 2016/2017
	Diciembre	Participación	Diciembre	Participación	
Estrato 1	3.446	15,8%	3.616	16,8%	5%
Estrato 2	7.400	34,0%	7.695	35,7%	4%
Estrato 3	5.210	24,0%	5.317	24,7%	2%
Estrato 4	1.180	5,4%	1.172	5,4%	-1%
Estrato 5	735	3,4%	725	3,4%	-1%
Estrato 6	132	0,6%	127	0,6%	-4%
Comercial	3.302	15,2%	2.561	11,9%	-22%
Industrial	92	0,4%	89	0,4%	-3%
Oficial	247	1,1%	255	1,2%	3%
Total	21.744	100%	21.557	100%	-1%

Fuente: Información comercial certificada por SOPESA S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

En la *Tabla No 24* se presenta el comportamiento de los suscriptores totales y por estrato para los años 2016 y 2017. Durante el período, se evidencia una disminución del 1%, cifra que equivale a 778 suscriptores. El sector comercial con el 22%, fue el que más incidió en este cambio y representó una reducción de 741 suscriptores. Cabe también destacar, que los estratos 4, 5 y 6, así como el sector industrial, disminuyeron el número de suscriptores. De acuerdo, con el informe del auditor, este decrecimiento obedece a que la empresa depura el sistema, sacando de la base de datos usuarios que se encuentran con consumos cero, correspondiente a predios abandonados y demolidos, con base en Resolución expedida por la gerencia de la empresa.

El sector residencial representó el 87,1% del total de los suscriptores del servicio para el año 2017, lo que significó un crecimiento del 3,5% con respecto al año anterior. Por su parte, los suscriptores no residenciales, presentaron un comportamiento negativo al reducir en 3,5%, el número de suscriptores.

Al observar la participación del sector residencial, en el 2017, el estrato 2 con un 35,7% ocupó el primer lugar, seguido de los estratos 3 y 1, con un 24,7% y 16,8%, respectivamente. Este comportamiento, al compararlo con el 2016, no mostró variaciones significativas.

Al evaluar la calidad de información de SOPESA, se pudo evidenciar que para el año 2017, se presenta una diferencia de 731 suscriptores, entre la información certificada en el SUI y la suministrada por la empresa.

4.2. Niveles de Consumo

Tabla No 25. Consumo de energía años 2016 y 2017

ESTRATO/USO	2016		2017		Variación 2016/2017
	Consumo kwh	Participación	Consumo kwh	Participación	
Estrato 1	10.310.158	5,4%	11.629.390	5,3%	13%
Estrato 2	23.583.695	12,4%	26.591.341	12,2%	13%
Estrato 3	20.877.888	11,0%	23.248.523	10,6%	11%
Estrato 4	6.961.356	3,7%	7.528.434	3,4%	8%
Estrato 5	5.353.166	2,8%	5.844.946	2,7%	9%
Estrato 6	1.502.661	0,8%	1.490.709	0,7%	-1%
Comercial	43.228.028	22,7%	48.426.522	22,2%	12%
Industrial	61.639.683	32,4%	72.067.311	33,0%	17%
Oficial	16.714.735	8,8%	21.599.206	9,9%	29%
Total	190.171.370	100%	218.426.382	100%	15%

Fuente: Información comercial certificada por SOPESA S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018. Cálculos SSPD-DTGE

De acuerdo con la información reportada, el comportamiento anual de la demanda de energía de SOPESA muestra un crecimiento importante, al comparar el año 2016 con el año 2017, se evidencia un aumento del 15%.

Al analizar las variaciones, se puede observar un comportamiento positivo en la demanda de energía, con excepción del estrato 6, la cual se contrajo en un 1%. Dentro de este comportamiento se destaca el sector industrial, el cual a pesar de reducir el número de suscriptores presentó un incremento del consumo del 17%, pero más sorprendente es el caso del sector comercial que redujo sus suscriptores un 22%, sin embargo, aumentó su consumo de energía un 12%.

Estas diferencias deben ser explicadas, pues al comparar la información certificada al SUI en el 2017, la suministrada por el auditor de 215.407.858 kWh y la informada por el prestador en el cálculo del costo unitario, como energía entregada al sistema de distribución es de 213.154.957 kWh; se evidencian inconsistencias que afectan la calidad de la información.

Con relación a la participación, en el 2017, el sector residencial concentra el 34,9% del consumo, mientras que el sector no residencial representa el 65,1%.

4.3. Facturación

El total de la facturación anual presentó un incremento del 19% para el 2017, con relación al 2016, un crecimiento consecuente con el aumento del consumo. Al observar la *Tabla No. 26*, el mayor ingreso facturado en el 2017 se genera en el sector no residencial con un 64%, mientras que el residencial factura el 36%. Los mayores incrementos se presentaron en el sector oficial, comercial y los estratos 1 y 2. Al igual que con el consumo, se presentan unas diferencias en las fuentes de información, mientras la empresa certificó al SUI una facturación de \$218.426 millones, la empresa remitió un valor de \$82.677,5 millones y el auditor \$116.982,5 millones.

Tabla No 26. Valor de facturación años 2016 y 2017

ESTRATO/USO	2016		2017		Variación 2016/2017
	Facturación (\$)	Participación	Facturación (\$)	Participación	
Estrato 1	8.348.484.638	5,6%	9.751.263.433	5,5%	16,8%
Estrato 2	19.094.803.347	12,8%	22.297.528.750	12,5%	16,8%
Estrato 3	16.903.022.895	11,3%	19.493.721.430	11,0%	15,3%
Estrato 4	5.634.344.285	3,8%	6.311.896.168	3,6%	12,0%
Estrato 5	4.333.818.949	2,9%	4.899.627.084	2,8%	13,1%
Estrato 6	1.216.225.377	0,8%	1.249.502.596	0,7%	2,7%
Comercial	48.808.191.678	32,7%	59.073.681.921	33,2%	21,0%
Industrial	32.409.872.620	21,7%	37.697.659.220	21,2%	16,3%
Oficial	12.533.797.786	8,4%	16.894.698.020	9,5%	34,8%
Total	149.282.561.575	100%	177.669.578.622	100%	19,0%

Fuente: Información comercial certificada por SOPESA S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018. Cálculos SSPD-DTGE

4.4. Recaudo

Tabla No 27. Recaudo año 2017

ESTRATO/USO	FACTURACIÓN	RECAUDO	RECAUDO (%)
Estrato 1	3.068.436.773	3.028.144.084	98,7%
Estrato 2	7.910.562.378	7.793.437.599	98,5%
Estrato 3	8.386.036.245	8.374.979.777	99,9%
Estrato 4	3.243.276.043	3.232.740.957	99,7%
Estrato 5	3.006.419.673	3.002.968.812	99,9%
Estrato 6	920.899.479	913.702.699	99,2%
Comercial	31.971.597.495	32.322.267.872	101,1%
Industrial	20.949.732.932	20.956.574.365	100,0%
Oficial	7.412.075.072	7.205.101.738	97,2%
Provisional	866.211.759	888.168.711	102,5%
Especial	581.721.590	582.015.193	100,1%
Total	88.316.969.439	88.300.101.807	99,98%

Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P., respuesta al requerimiento de información de la SSPD el 20 de septiembre de 2018.

Al evaluar la eficiencia en el recaudo que para el 2017, el mismo fue del 99,8%, se evidencia una eficiente gestión que le permite disponer de los recursos para atender su operación. Lo anterior, muestra que la empresa recupera casi todo lo que factura y adicionalmente como en el sector provisional, recupera cartera.

Así mismo, es importante resaltar que al comparar la información de facturación enviada por SOPESA para el cálculo del indicador de recaudo, se observa una diferencia significativa con relación a la información certificada por la empresa, en el formato ZNI C.1. para el 2017, Por lo tanto, teniendo en cuenta que se presentan diferencias en la información, estas deberán ser aclaradas y sustentadas y de ser necesario se deberá ajustar el indicador.

4.5. Estructura tarifaria

4.5.1. Costo de Prestación del Servicio

Con base en la información suministrada por el prestador, se verificaron los cálculos realizados para obtener el costo de prestación del servicio de energía.

Previo al análisis, se debe mencionar que la fórmula tarifaria para calcular el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica para el área de Servicio Exclusivo del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, fue establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el artículo 26 de la Resolución CREG 160 de 2008, modificada por el artículo 8 de la Resolución CREG 073 de 2009.

Estas fórmulas tarifarias están indicadas para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica para Procesos Competitivos para cada actividad.

De manera general, tiene los siguientes componentes:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{Gc_m + A_m}{(1 - P_{n,m})} + M_m$$

CU_{n,m}: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

IAOM_{n,m}: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución por nivel de tensión n del Sistema de Distribución y comercialización, para el mes m. En estos gastos no se consideran los combustibles de origen fósil, o las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles por disposición gubernamental, utilizados en la operación

$$IAOM_{n,m} = PIAOM_n \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

PIAOM_n: Cargo máximo regulado mensual, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de las actividades de generación, distribución (nivel de tensión n del Sistema de Distribución) y comercialización y los gastos de AOM en los que se incurra en desarrollo de estas actividades. Este cargo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP₀: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

G_{cm}: Remuneración de los costos de los combustibles de origen fósil, o de las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles por disposición gubernamental, puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se calculará así:

$$G_{c_m} = \frac{1}{E_{t_{m-1}}} \sum_{i=1}^n CEC_i \times PC_m \times E_{i_{m-1}}$$

$E_{t_{m-1}}$: Energía total entregada al Sistema de Distribución en el mes m-1, por las n plantas del Parque de Generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh).

CEC_i : Consumo específico de combustible de origen fósil de la planta i del Parque de Generación, expresado en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh).

M_m : Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

A_m : Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil, ya sea por la adecuación de las plantas de generación, por el reemplazo de alguna de éstas o por la sustitución de combustible, en el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh),

$p_{n,m}$: Pérdidas de energía en el nivel de tensión n del Sistema de Distribución, para el mes m.

4.5.2 Comportamiento histórico del Costo Unitario de Prestación del Servicio

Tabla No 28. CU período enero a diciembre 2017²⁵

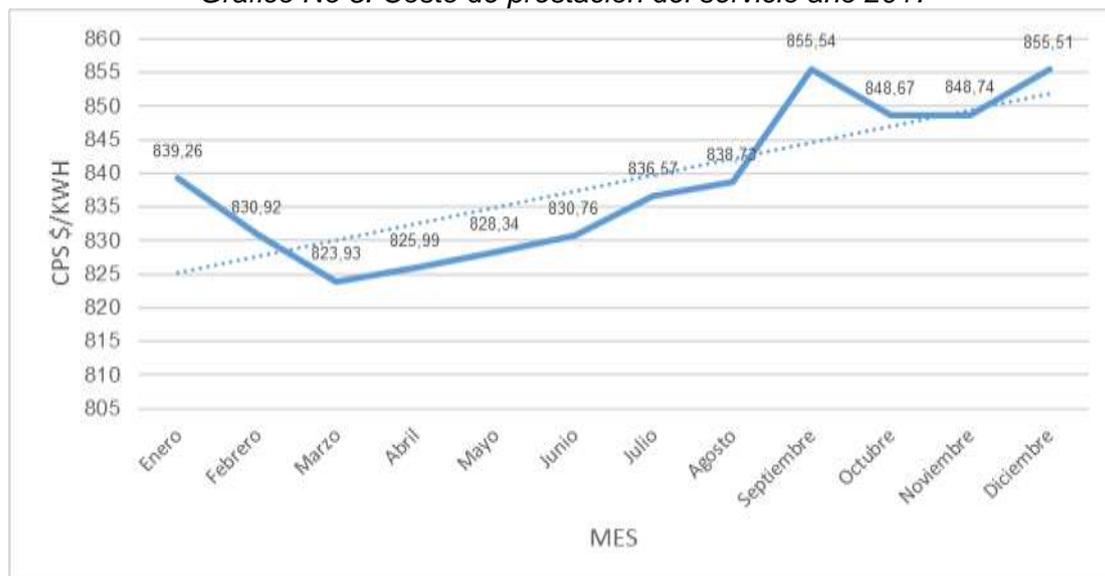
MES	CU1	IAOM1	Gc	Am	Mm
ENERO	839,26	441,66	349.89	0	0
FEBRERO	830,92	443,25	341.15	0	0
MARZO	823,93	442,30	335.84	0	0
ABRIL	825,99	443,61	336.50	0	0
MAYO	828,34	441,46	340.45	0	0
JUNIO	830,76	441,62	342.44	0	0
JULIO	836,57	441,26	347.87	0	0
AGOSTO	838,73	443,53	347.78	0	0
SEPTIEMBRE	855,54	444,28	361,91	0	0
OCTUBRE	848,67	443,80	356.28	0	0
NOVIEMBRE	848,74	445,03	355.26	0	0
DICIEMBRE	855,51	449,28	357.48	0	0

Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P., respuesta al requerimiento de información de la SSPD el 20 de septiembre de 2018.P.

Para verificar las tarifas que está cobrando SOPESA, se solicitó al prestador toda la información necesaria para calcular el Costo de Prestación del Servicio durante el período mencionado.

²⁵ M_m : Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Gráfico No 5. Costo de prestación del servicio año 2017



Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P., respuesta al requerimiento de información de la SSPD el 20 de septiembre de 2018.

El costo unitario, durante el año 2017, presentó un incremento del 1,9%, en el gráfico se puede observar, que el mes de septiembre fue el más alto con un \$855.54 por kWh, mientras que el de menor valor fue marzo con \$823.93 por kWh. Estas variaciones son consecuencia de los cambios en el valor del combustible y del transporte. En pesos el incremento para el suscriptor durante el año fue de \$16,25 por kWh.

4.5.3 Ingreso máximo regulado IAOMm:

Este ingreso corresponde a la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, y es el resultado de lo ofertado por SOPESA para el mes de septiembre de 2010. El valor de cargo máximo regulado mensual, fue establecido en \$352,29 por kWh.

Tabla No 29. Actualización IAOMm año 2017

MES	IAOM1	PIAOM1	IPPo	IPPM-1
ENERO	441,66	352,29	88,81	111,34
FEBRERO	443,25	352,29	88,81	111,74
MARZO	442,30	352,29	88,81	111,5
ABRIL	443,61	352,29	88,81	111,83
MAYO	441,46	352,29	88,81	111,29
JUNIO	441,62	352,29	88,81	111,33
JULIO	441,26	352,29	88,81	111,24
AGOSTO	443,53	352,29	88,81	111,81
SEPTIEMBRE	444,28	352,29	88,81	112
OCTUBRE	443,80	352,29	88,81	111,88
NOVIEMBRE	445,03	352,29	88,81	112,19
DICIEMBRE	449,28	352,29	88,81	113,26

Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P., respuesta al requerimiento de información de la SSPD el 20 de septiembre de 2018.

Sobre el particular se realizó una revisión para establecer si la actualización del Ingreso máximo regulado se ajustó a lo establecido en el contrato de concesión, sin

embargo, como se observa en la *Tabla No. 29*, el prestador utilizó como IPPo un valor de 88.81 y al mes de noviembre del 2017 un índice de 113.26. Por lo tanto, como la empresa no indico la fuente de los indicadores, los cuales no coinciden con el índice de precios al productor establecido por el DANE; se solicita, enviar nuevamente el cálculo del IAOMm, anexando los soportes correspondientes.

4.5.4 Remuneración de los costos de combustible Gcm:

Este valor está determinado por la remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Se verificó la información del SUI y la suministrada por el prestador, encontrando diferencias en el componente Etm-1, que corresponde a la energía total entregada al Sistema de Distribución de San Andrés y Providencia. Por lo tanto, se solicitará al prestador, el envío del detalle cada de los cálculos realizados para obtener el Costo Unitario de prestación del servicio del período enero a diciembre de 2017.

Los datos del Costo Unitario calculado por SOPESA coincide en todos los meses con los valores aplicados en la factura y con los valores publicados por la empresa.

4.5.5 Fracción de Pérdidas P

Este factor establecido en el Contrato de Concesión No. 067 del 27 de noviembre de 2009, corresponde al 12% para el nivel de tensión 1 y el 6% para el nivel 2. Se verificó el valor utilizado por el prestador y el porcentaje incluido en el Costo de Prestación del servicio, corresponde al autorizado contractualmente.

4.6 Tarifas

De conformidad con lo establecido en las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía Nos 18272 del 5 de agosto de 2011 y la Resolución 40719 del 27 de julio de 2016, las tarifas aplicadas para el mes de septiembre de 2018, son las siguientes:

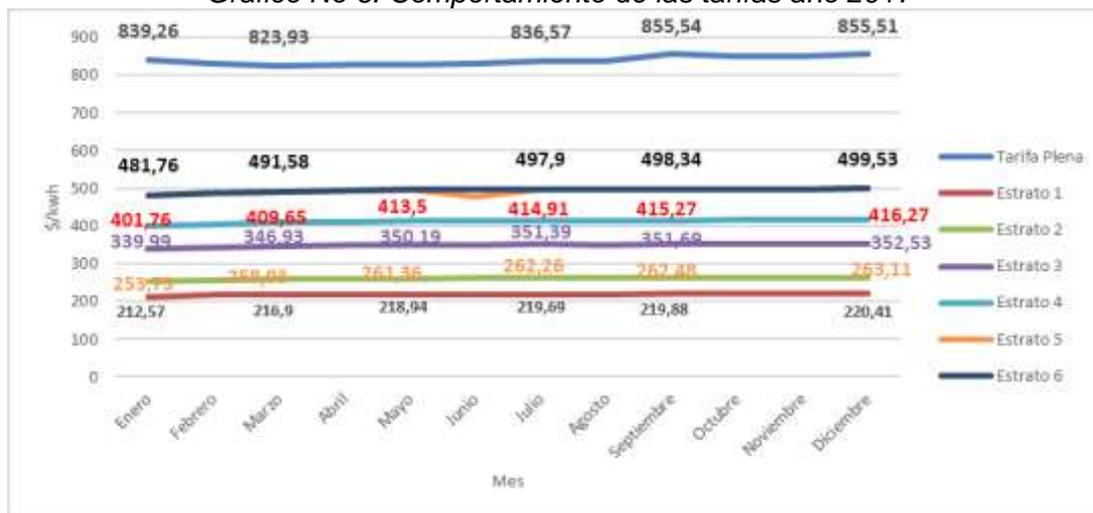
Tabla No 30. Tarifas residenciales aplicadas en el año 2017

Mes	Tarifa Plena	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	839,26	212,57	253,75	339,99	401,76	481,76	481,76
Febrero	830,92	217,75	256,36	343,49	405,58	486,71	486,71
Marzo	823,93	216,9	258,93	346,93	409,65	491,58	491,58
Abril	825,99	217,92	260,14	348,56	411,57	493,89	493,89
Mayo	828,34	218,94	261,36	350,19	413,5	496,2	496,2
Junio	830,76	219,44	261,95	350,98	414,43	479,32	497,32
Julio	836,57	219,69	262,26	351,39	414,91	497,9	497,9
Agosto	838,73	219,58	262,12	351,21	414,7	497,65	497,65
Septiembre	855,54	219,88	262,48	351,69	415,27	498,34	498,34
Octubre	848,67	219,98	262,6	351,85	415,46	498,55	498,55
Noviembre	848,74	220,01	262,64	351,9	415,52	498,62	498,62
Diciembre	855,51	220,41	263,11	352,53	416,27	499,53	499,53
Variación	1,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,7%	3,7%

Fuente: Radicados enviados por SOPESA de la publicación de las tarifas.

En la tabla anterior, se observa que el costo unitario se incrementó en 1,9%, mientras las tarifas aumentaron un 3,7%, el cual corresponde a la actualización del índice de precios al consumidor.

Gráfico No 6. Comportamiento de las tarifas año 2017



Fuente: Radicados enviados por SOPESA de la publicación de las tarifas.

En el Gráfico No. 6, se puede observar el comportamiento de las tarifas de cada uno de los estratos durante el año de 2017, la curva muestra los precios reales que van desde un incremento de \$7,84 por kWh desde enero a diciembre en el estrato 1, hasta \$17,77 en el mismo período para los estratos 5 y 6.

Tabla No 31. Tarifas aplicadas en diciembre de 2017

Estrato	CUPS	Tarifa <= 187 kwh	Subsidio <= 187 kwh	Tarifa >= 187 kwh	Subsidio >= 187 kwh	Tarifa > 800 kwh
Estrato 1	855,51	220,41	635,10	416,27	439,24	855,51
Estrato 2	855,51	263,11	592,40	416,27	439,24	855,51
Estrato 3	855,51	353,53	502,98	416,27	439,24	855,51
Estrato	CUPS	Tarifa de 0 a 800 kwh		Subsidio		Tarifa > 800 kwh
Estrato 4	855,51	416,27		439,24		855,51
Estrato 5	855,51	499,53		355,98		855,51
Estrato 6	855,51	500,53		356,98		855,51
Uso	CUPS	Energía	Subsidio			
Comercial	855,51	499,53	355,98			
Industrial	855,51	499,53	355,98			
Oficial	855,51	416,27	439,24			

Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P.

De conformidad con lo establecido en el párrafo segundo del artículo 2° de la Resolución MME 180069 del 2008, la tarifa facturada deberá corresponde a la utilizada en el mes de julio de 2007. Dicha tarifa no pudo ser verificada, debido a que el prestador no entregó información sobre las tarifas vigentes al mes de julio de 2007.

4.6.1 Subsidios

En SOPESA, se aplican los subsidios a los usuarios de acuerdo con lo establecido en la Resolución No. 180069 de enero 23 de 2008, la Resolución 181890 del 4 de noviembre de 2008 y la Resolución 181031 del 24 de junio de 2009 del Ministerio de Minas y Energía. De acuerdo con la regulación vigente, SOPESA subsidia a todos los estratos residenciales del 1 al 6 hasta 187 kWh, así como los sectores no residenciales. En relación con el consumo de subsistencia, se aplica lo contenido en la Resolución No. 355 de 2004 de la UPME.

Como se observa en la *Tabla No. 32*, en el 2017, se presentó una disminución de los subsidios en todos los estratos, que van desde el 0,6% en el estrato 1 hasta el 5% en el 5 y 6. Lo anterior es el resultado del desmonte gradual de subsidios establecida por el Ministerio de Minas y Energía.

Tabla No 32. Porcentaje de subsidios aplicados al sector residencial año 2017

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	74,67%	69,77%	59,49%	52,13%	42,60%	42,60%
Febrero	73,79%	69,45%	59,07%	51,67%	42,01%	42,01%
Marzo	73,67%	69,15%	58,66%	51,19%	41,43%	41,43%
Abril	73,62%	69,00%	58,47%	50,96%	41,15%	41,15%
Mayo	73,57%	68,86%	58,27%	50,73%	40,88%	40,88%
Junio	73,59%	68,79%	58,18%	50,62%	42,89%	40,74%
Julio	73,74%	68,75%	58,13%	50,56%	40,67%	40,67%
Agosto	73,82%	68,77%	58,15%	50,59%	40,70%	40,70%
Septiembre	74,30%	68,72%	58,10%	50,52%	40,62%	40,62%
Octubre	74,08%	68,71%	58,08%	50,50%	40,60%	40,60%
Noviembre	74,08%	68,71%	58,07%	50,49%	40,59%	40,59%
Diciembre	74,24%	68,65%	58,00%	50,40%	40,48%	40,48%
Variación	-0,6%	-1,6%	-2,5%	-3,3%	-5,0%	-5,0%

Fuente: Radicados enviados por SOPESA de la publicación de las tarifas.

Así mismo, SOPESA otorga subsidios en el rango 2 los cuales van de 188 a 800 kWh, al revisarlos presentan una disminución porcentual en el sector residencial y no residencial.

Tabla No 33. Subsidios otorgados en el año 2017

ESTRATO/USO	2016		2017		Variación 2016/2017
	Subsidios (\$)	Participación	Subsidios (\$)	Participación	
Estrato 1	5.480.982.345	7,7%	6.369.162.437	7,6%	16,2%
Estrato 2	11.655.133.067	16,5%	13.523.658.398	16,2%	16,0%
Estrato 3	8.791.613.968	12,4%	10.072.734.591	12,1%	14,6%
Estrato 4	2.444.265.094	3,4%	2.712.529.965	3,2%	11,0%
Estrato 5	1.432.341.612	2,0%	1.607.060.028	1,9%	12,2%
Estrato 6	274.334.592	0,4%	284.782.729	0,3%	3,8%
Comercial	20.473.392.940	28,9%	24.416.508.110	29,2%	19,3%
Industrial	13.770.144.988	19,4%	15.814.229.447	18,9%	14,8%
Oficial	6.526.535.218	9,2%	8.681.499.238	10,4%	33,0%
Total	70.848.743.824	100%	83.482.164.943	100%	17,8%

Fuente: Información comercial certificada por SOPESA S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018. Cálculos SSPD-DTGE

En el 2017 los subsidios se incrementaron en promedio el 17,8% en relación con los reportados en el 2016, dentro de este crecimiento, el sector oficial fue el de mayor dinámica con un 33%, seguido del comercial y el industrial. En el sector residencial se destacan los estratos 1 y 2, con un incremento del 16,2% y 16% respectivamente.

En el 2017, el sector comercial fue el que más subsidios recibió con un 29,2%, seguido del industrial y el estrato 2. De la totalidad de los subsidios recibidos por SOPESA S.A. E.S.P., el 58.6% se destinan al sector no residencial y el 41,4% el residencial.

Tabla No 34. Subsidios reportados por SOPESA S.A. E.S.P., año 2017

ESTRATO/USO	SUBSIDIOS (\$)	PARTICIPACION (%)
Estrato 1	4.998.500.289	7,5%
Estrato 2	10.703.053.715	16,1%
Estrato 3	7.926.218.199	11,9%
Estrato 4	2.119.500.289	3,2%
Estrato 5	1.248.842.356	1,9%
Estrato 6	223.331.894	0,3%
Comercial	18.385.104.709	27,6%
Industrial	12.363.957.720	18,6%
Oficial	6.289.675.011	9,4%
Especial	501.313.187	0,8%
Provisional	540.568.965	0,8%
Alumbrado Público	1.285.143.156	1,9%
Total	66.585.209.490	100,0%

Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P.

Como se puede observar en las Tablas No. 33 y 34, en el 2017, al comparar la información certificada en el SUI, con la informada por la empresa se presenta una diferencia de 16.897 millones, así mismo el auditor registra en el informe una cifra diferente (472.443.6 millones). Información que debe ser aclarada por el prestador.

4.7 Oficina de atención al cliente

De acuerdo con lo informado por el Auditor Externo, en la oficina de atención a los usuarios en San Andrés se cuenta con el sistema de digiturno que garantiza el manejo del orden de llegada de los usuarios, evitando malos entendidos con respecto a secuencia de turnos y dándole prioridad a las personas de la tercera edad y mujeres embarazadas y con niños en brazos.

La empresa determina los tiempos de atención al cliente en sus oficinas y realiza la medición del indicador denominado "Indicador Tiempo de Atención a los Clientes". De acuerdo con lo indicado por la empresa las estadísticas totales de PQR's, incluyendo las quejas y reclamaciones ya analizadas, presentadas por los usuarios en el año 2017 fueron las siguientes:

Tabla No 35. Estadísticas reportadas por SOPESA S.A. E.S.P., año 2017

ESTADÍSTICAS DE PQRS	No.	%
Información al cliente	2635	7,54%
Solicitud de servicio	814	2,33%
Cancelación del servicio	47	0,13%
Verificación de instalación	1026	2,94%
Cambio fecha de vencimiento	0	0,00%
Duplicado	6332	18,12%
Recibo abono	9825	28,12%
Estado de cuenta	35	0,10%
Suspensión temporal	39	0,11%
Cambio de Datos Cliente	444	1,27%
Financiamientos	415	1,19%
Reactivación de Clientes	15	0,04%

ESTADISTICAS DE PQRS	No.	%
Traslado de Conceptos	16	0,05%
Reconexión del Servicio	9158	26,21%
Abono por Conceptos	3729	10,67%
Entrega de Display	3	0,01%
Solicitud de NO permitir créditos	0	0,00%
Reclamos	314	0,90%
Quejas	9	0,03%
Recursos de reposición	4	0,01%
Recurso de apelación	78	0,22%
TOTAL GENERAL	34938	100%

Fuente: Información SOPESA S.A. E.S.P., respuesta al requerimiento de información de la SSPD del 20 de septiembre de 2018.

De acuerdo con lo indicado por la empresa las estadísticas totales de PQR's, incluyendo las quejas y reclamaciones ya analizadas, presentadas por los usuarios en el año 2017 fueron 34.938; sin embargo, el 98,8% clasificadas como reclamos, son actividades de tipo comercial.

4.8 Peticiones, Quejas y Reclamos

La empresa reportó para la vigencia de 2017, cuatrocientos cinco (405) PQR's, las cuales se evidencian en la siguiente tabla.

Tabla No 36. Relación de PQR,s en el año 2017.

PQRS	No.	PARTICIPACIÓN (%)
RECLAMOS	314	78%
QUEJAS	9	2%
RECURSOS DE REPOSICIÓN	4	1%
RECURSO CON SUBSIDIO	78	19%
TOTAL	405	100%

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

En la tabla se observa, la distribución de las peticiones, donde el 78% corresponde a reclamaciones, 19% recursos con subsidio de apelación y en un porcentaje mínimo las reposiciones.

Teniendo en cuenta el total de facturas expedidas en el año de 2017, el número de PQR,s, representan 1.5 reclamos por cada mil suscriptores.

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 37. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	51,64%	32,84%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,51	17,56	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	43,31	46,35	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	14,22	20,59	Cumple
Razón Corriente – Veces	2,05	1,93	Cumple

Fuente: SUI. Cálculo: Grupo Financiero DTGE

Tabla No 38. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	51,64%	32,84%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,51	17,56	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	43,31	64,01	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	14,22	20,59	Cumple
Razón Corriente – Veces	2,05	1,46	Cumple

Fuente: SUI. Cálculo: Grupo Financiero DTGE

Con relación a los resultados para SOPESA, se evidencia que la compañía cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la Comisión en la Resolución CREG 034 de 2004, tanto en la medición de la Resolución 034 como con la medición propuesta para las empresas con el nuevo marco normativo.

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 a la fecha presenta 272 reportes en estado certificado y 4 en estado pendiente. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No 39. Estado de cargue

ID	EMPRESA	AÑO	No CARGUES PENDIENTES	No CARGUES CERTIFICADOS	PORCENTAJE DE CARGUE
1720	SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P.	2016	1	136	99,2 %
		2017	3	136	97,8%
		TOTAL	4	272	98,5%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 07/11/2018.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, de los años 2016 y 2017 se encontró que la empresa SOPESA certificó en el año 2016 un 42,3% de sus cargues con oportunidad y un 68,3% para el año 2017.

Tabla No 40. Oportunidad de cargue

CARGUES AL SUI	2016	Porcentaje de oportunidad (%)	2017	Porcentaje de oportunidad (%)	Total general	Porcentaje de oportunidad (%)
Fuera del Termino	79	42,3	44	68,3	123	55,4
Dentro del Termino	58		95		153	
Total general	137		139		276	

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 07/11/2018.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Con radicado 20172200712901 del 13 de junio de 2017 se solicitó se realizará el cargue y certificación de la información financiera formato FC01 Contribución especial vigencia 2017. La empresa remitió respuesta con radicado 20175290491952 del 28 de junio de 2017, informando que el cargue de la información al SUI fue realizado el 21 de junio de 2017.

Durante la vigencia 2018 se desarrollaron actividades en torno al seguimiento del mecanismo de las ASE, específicamente para el caso de SOPESA, así como la identificación de proyectos implementados en fuentes no convencionales de energía renovables durante los últimos 10 años; información que fue incorporada en el documento ZNI Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2018, elaborado por la DTGE y que permitirá hacer seguimiento a este tipo de estrategia y tecnología implementadas que han demostrado ser una alternativa adecuada para este tipo de zonas.

SOPESA 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

- Los indicadores de riesgo financiero registran en su gran mayoría resultados favorables, lo que da como resultado un riesgo financiero bajo (0) para los años 2017 y 2016.
- La empresa genera utilidades operativas y netas en los dos años consecutivos (2016 y 2017), así mismo demuestra suficiencia financiera la cual le permite cubrir los costos y gastos derivados de la prestación del servicio de energía en el corto y mediano plazo.
- SOPESA ha venido disminuyendo las obligaciones financieras adquiridas al corto y largo representadas por empréstitos de las entidades financieras, derivados básicamente del fondeo del capital para el desarrollo de la actividad principal, lo que le permite mejorar la solidez de la empresa.
- En el informe presentado por el AEGR, no se evidencia falta de capacidades y habilidades, concernientes con su independencia de criterio, objetividad imparcial en su actuación profesional, en la ejecución de su labor. La elaboración del informe

se ciñe en todas las fases de la auditoría, a la normatividad vigente. Así mismo, el AEGR reporta información sobre la arquitectura organizacional y viabilidad financiera de la E.S.P., incluyendo dentro de este, el cálculo de los indicadores y referentes de la evaluación de gestión.

- SOPESA realizó un trabajo adecuado en la planeación y ejecución de las actividades de mantenimiento en las centrales de generación Punta Evans (San Andrés) y Bahía Garret (Providencia) con un cumplimiento del 73% de ejecución y un 24% de reprogramación de actividades de mantenimiento según lo reportado por la empresa.
- Respecto al Programa de Mantenimiento de la Dirección de Distribución de SOPESA la cual presenta un indicador general del 92% de ejecución, lo que representa una correcta planeación del mantenimiento de la infraestructura de distribución.
- Si bien para el caso de SOPESA, la no implementación y entrada en operación comercial de los proyectos de FNCER se ha debido a agentes externos que han retrasado su operación, es importante que SOPESA, en conjunto con el Gobierno Central y local redoblen esfuerzos para implementar y/o poner en operación comercial los proyectos de FNCER señalados en el contrato de concesión, así como proyectos de Eficiencia Energética en la generación, encaminados, por una parte a disminuir la dependencia de combustibles fósiles para generar energía eléctrica y por la otra, a resolver el inconveniente de la disposición final de residuos sólidos urbanos en la isla. También es importante que se tomen las acciones necesarias que garanticen la expansión de los parques de generación de energía en las áreas concesionadas, para que tengan la capacidad de satisfacer la demanda de electricidad de conformidad con los requerimientos energéticos de los usuarios finales del servicio, para que así se garantice el desarrollo económico regional.
- Observando las considerables diferencias entre los indicadores de calidad presentados por los prestadores del servicio en las ASE respecto a los indicadores de las empresas que operan en áreas de libre competencia, podemos concluir que, al margen del esquema de remuneración de ambos mecanismos de prestación, se debe revisar en detalle las diferencias en cuanto al esquema de inspección y vigilancia del servicio se refiere, puesto que en las ASE, existe interventoría a la ejecución de los respectivos contratos; además, se tiene una infraestructura de telemetría robusta, que permite monitorear las principales variables referentes a la prestación del servicio de energía eléctrica.
- Se presentan inconsistencias en la información comercial cargada por el prestador al SUI comparada con la información enviada por el prestador y la reportada por el Auditor Integral de la empresa.
- No se observan variaciones importantes en la estructura del mercado, la tendencia presenta una leve disminución del número de suscriptores en el 2017.
- La empresa deberá enviar la información en un archivo Excel, donde especifique detalladamente cada uno de los cálculos detallados y formulados para obtener el Costo Unitario de prestación del servicio del período enero a diciembre de 2017, así como los soportes necesarios.

- La evaluación muestra que, de los recursos del presupuesto nacional asignados a subsidios por menores tarifas, en San Andrés y Providencia, para cada suscriptor durante los años 2016 y 2017, equivalen a \$3.626.945 y \$4.319.458 respectivamente.
- El consumo promedio anual de los suscriptores de SOPESA en el 2017 fue de 10.133 kWh y el subsidio promedio otorgado fue de \$382.2 por kWh. En conclusión, el gobierno se está subsidiando el 46.9% del costo de prestación del servicio.
- Es necesario que se verifiquen las fechas límites de cargue estipuladas en las Resoluciones, debido a que es necesario mejorar el porcentaje de oportunidad de reporte en el SUI.

Proyectó: Soraida Serrano Diaz – Contratista DTGE
Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE
Oscar Andrés Zabaleta Montenegro – Contratista DTGE
Olga Leandra Rey Luengas – Contratista DTGE
Guillermo Saenz Castro – Profesional Especializado DTGE
Oscar Fabio Vélez Cano – Contratista DTGE
Jorge Eduardo Cortes Gacha – Contratista DTGE
María 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)