



INFORME DE GESTIÓN 2015



2015 | Informe de Gestión


La energía del Chocó



Contenido

1	Informe de la Junta Directiva y de la Gerencia	7
2	Gobierno corporativo	13
3	Datos relevantes	17
4	Gestión del negocio de comercialización	19
5	Gestión de control energía	41
6	Gestión del negocio de distribución	47
7	Gestión administrativa y financiera	55
8	Responsabilidad Social Empresarial RSE	63
9	Gestión legal	65
10	Gestión presupuestal	67
11	Gestión intelectual	71
12	Gestión financiera	73



de la Junta Directiva y de la Gerencia

1.1 Informe de la Junta Directiva y de la Gerencia a la Asamblea General de Accionistas.

Señores accionistas:

La Junta Directiva y el Gerente General de la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. ESP- DISPAC S.A. ESP, presentamos a nuestros inversionistas los resultados del ejercicio empresarial correspondiente al año 2015, producto del esfuerzo del Gobierno Nacional y de todos nuestros colaboradores.

DISPAC es una empresa comprometida con la prestación del servicio de energía eléctrica que busca la eficiencia operativa y la mejora continua de los procesos para el beneficio de sus clientes y la generación de valor para sus accionistas, para lo cual cuenta con un recurso humano comprometido con el desarrollo económico y social del departamento del Chocó.

La visión de DISPAC es la de ser reconocida como una empresa socialmente responsable con el departamento del Chocó, valorada por sus clientes, financieramente sólida y

con altos estándares de calidad en la prestación del servicio de energía. Lo anterior resulta desafiante, pues la distribución y comercialización de energía en el departamento del Chocó presenta retos importantes. El Chocó es un departamento ubicado en la zona más lluviosa del mundo, de forma que la rigurosidad del clima, las descargas eléctricas de origen natural y el ecosistema selvático hacen de la gestión una tarea riesgosa, que se hace aún más difícil por la situación socioeconómica de la región y que deriva, en suma, en la necesidad de una mayor intervención y en mayores costos de operación y mantenimiento.

Asimismo, nuestra actividad se ve afectada por las externalidades de carácter ambiental, económico y político que inciden en la región en la que se presta el servicio. Para ilustrar el punto, debe considerarse cómo el fenómeno El Niño, ocasionó alzas en el precio de la energía eléctrica y dificultó la cobertura con contratos en el mercado regulado, generando exposiciones a la Bolsa de Energía en varios meses del año 2015 (55% en el período enero a mayo).

Sin embargo, para DISPAC dichos desafíos hacen parte del compromiso diario con la ejecución de la gestión encomendada, por lo cual hemos utilizado todos los medios

tecnológicos y humanos a nuestro alcance, en orden a mitigar los efectos negativos de dichos fenómenos. Es así, como en el período comprendido de junio a diciembre de 2015 se redujo ostensiblemente la exposición a la Bolsa de Energía. De esta forma, solo en dos meses la exposición fue inferior al 100%, 13% para el mes de agosto y 30% en octubre.

Para asumir los retos que tiene nuestra empresa, DISPAC ha encomendado la operación a un gestor, modelo que tuvo modificaciones desde el proceso de selección iniciado en el 2014. En dicho proceso de selección, se hicieron cambios dirigidos a lograr mayores indicadores de eficacia, calidad y responsabilidad social empresarial, dentro de los cuales destacamos los siguientes:

- La remuneración de la actividad de distribución y comercialización del gestor, se hace en función del recaudo y no de la energía facturada.
- La empresa encargada de la gestión debe presentar y ejecutar un plan de recuperación de pérdidas con base en una senda de disminución aprobada por la Gerencia General, con la condición de que el incumplimiento de ruta puede afectar negativamente su remuneración.
- La actividad de reposición de activos nivel I, II, III (SDL), antes en cabeza de DISPAC, pasa a ser responsabilidad del gestor con una inversión anual de dos mil millones de pesos y con cargo a su remuneración.
- De otra parte los costos de reposición de activos en

nivel tensión 4 y conexiones al STN son asumidos por DISPAC.

- Las multas son reemplazadas por cláusulas penales de apremio en caso de incumplimiento.
- Las controversias entre el gestor y DISPAC deben someterse obligatoriamente a una instancia de solución directa de conflictos: la de la amigable composición.
- El gestor debe elaborar planes de inversión, pérdidas, reposición y mantenimiento en forma obligatoria.

Dentro de dicho proceso se presentaron las siguientes firmas: ELÉCTRICAS DE MEDELLÍN – Ingeniería y Servicios S.A., EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA y PROYECTOS DE INGENIERÍA S.A. –PROING-. De las cuales fue escogida esta última, selección que se protocolizó con la suscripción del contrato DG-007-12 el 3 de julio de 2015.

Producto del contrato adjudicado, hoy PROING, en su calidad de gestor, además de encargarse de la comercialización de energía eléctrica tiene el compromiso de ejecutar el mantenimiento de la red con sus propios recursos.

DISPAC en cifras.

Durante el año 2015, DISPAC comercializó 153.5 GWh, alcanzando unos ingresos por facturación de \$65.184.000.000 (sesenta y cinco mil ciento ochenta

y cuatro millones de pesos), cifras que representan un aumento en el consumo de energía equivalente al 2,9%, con respecto al período 2014, en el cual la venta de energía fue de 149,3 GWh.

Por su parte, el costo unitario de prestación del servicio -CU- cerró en diciembre de 2015 en 427,1 \$/kWh, lo que implica un crecimiento del 2.19% respecto al registrado en diciembre de 2014. Adicionalmente, si se comprara el costo unitario de DISPAC para el mes de diciembre de 2015 con el de otras empresas comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica en el país, solo tres empresas registran costos unitarios inferiores: CODENSA con un CU de \$426.8, la Empresa de Energía de Pereira con un CU de \$405.4 y la Compañía de Electricidad de Tuluá con un CU de \$398.2.

Respecto de la facturación de energía al cliente final, se evidenció un incremento de 14.2% en el año 2015 frente al año anterior, pasando de \$42.037,4 millones de pesos a \$48.002,8 millones de pesos, en virtud de la aplicación de la senda tarifaria que compensó en el año 2015 la menor tarifa aplicada en el año 2014.

Por otro lado, el nivel de disponibilidad del servicio de energía eléctrica en el área de influencia de la empresa se ubicó en 99.10%, valor ligeramente inferior al 99,33% presentado para dicho nivel en el 2014, lo cual presenta un reto que fue previsto en el contrato del gestor entrante, en el cual

se establecen indicadores de discontinuidad del servicio dirigidos a mejorar el nivel de disponibilidad.

Frente al índice de pérdidas comerciales de energía, debe destacarse que el mismo se ubicó en 29.3%, superando en 2,2 puntos al del 2014; lo anterior se debe, en gran medida, al Plan de acción implementado en la ejecución del nuevo contrato de gestión, consistente en desarrollar actividades conducentes a reducir en dos puntos anuales este indicador, que afecta directamente el estado de resultados de la empresa.

Dicho plan comprende medidas como la revisión de clientes con desviaciones significativas, clientes destacados, instalación de medidores y legalización de usuarios. La manera en que se prevé en el contrato celebrado con el gestor actual incentiva su disminución y desincentiva, por medio de sanciones, el evento de que no se logre la reducción contractual.

En lo que respecta a los resultados financieros, los



ingresos operacionales netos del 2015 fueron de \$85.082,8 millones de pesos, reflejando un crecimiento del 12.9% frente a los \$75.357,2 millones del 2014, debido al incremento en la energía vendida y a la tarifa aplicada en función de la senda tarifaria.

El costo de prestación del servicio, por su parte, creció en un 14.5% respecto al 2014, pasando de \$63.925,1 millones de pesos a \$73.147 millones de pesos, diferencia influenciada notablemente por la exposición de las compras de energía en el mercado SPOT y por el aumento del índice de pérdidas comerciales. Es importante mencionar que la exposición al mercado SPOT se redujo notablemente en el segundo semestre del año 2015, evitando mayores costos para la prestación del servicio.

Los gastos de funcionamiento pasaron de \$6.716,2 millones de pesos en el 2014 a \$6.993,6 millones de pesos en el 2015, presentándose así un incremento de 4.1%, inferior al incremento del índice de precios al consumidor, que fue 6.8%.

El ejercicio de 2015 generó una utilidad operacional de \$1.211,6 millones de pesos, frente a la pérdida de \$193 millones de pesos registrada en el 2014. De manera que, el aumento en las ventas de energía, la aplicación de la senda tarifaria y la reducción de la exposición al mercado SPOT en el segundo semestre del año 2015, explican el aumento en la utilidad operacional.

La utilidad del ejercicio antes de impuestos en 2015 fue de \$1.079,9 millones de pesos inferior a \$2.293,1 millones del 2014, la utilidad neta para 2015 fue de \$786,5 millones de pesos, valor inferior a los \$1.804 millones del 2014.



La reducción de la utilidad neta obedece a aspectos no operativos, a saber: en el año 2014 se registraron ingresos no operativos por valor de \$550 millones de pesos (comisión por manejo de fondos FAER); se realizó un ajuste contable de ejercicios anteriores que significó menores gastos por valor de \$1.450 millones de pesos (se reversaron costos de interventoría de inversiones de ejercicios anteriores que debieron haberse llevarse como un mayor valor de la inversión) y mayores gastos por intereses y comisiones del servicio de la deuda por valor de \$543 millones de pesos.

Con el propósito de mejorar al futuro los ingresos no

operacionales de la empresa, al finalizar el año 2015 se logró con el Ministerio de Minas y Energía la administración de recursos de los fondos FAER, FAZNI y PRONE para ejecutar proyectos en mercados afines al de DISPAC. La administración de estos recursos propiciará las siguientes ventajas:

- Ampliación de la cobertura y calidad del servicio (FAER) en el mercado de DISPAC.
- Generación de ingresos nuevos para el año 2016 y subsiguientes.
- Ampliación del portafolio de productos y servicios.
- Reforzamiento de la experiencia en la administración y ejecución de proyectos.
- Mejora en la imagen de la empresa y posicionamiento en el sector eléctrico.

Política de responsabilidad social empresarial.

La política de responsabilidad social y empresarial –RSE- de la DISPAC se enmarca en el compromiso con el desarrollo sostenible del país, en un marco de corresponsabilidad, mediante el cumplimiento de las normas, el uso racional de los recursos naturales y del medio ambiente. Con el propósito de asegurar la satisfacción del cliente mediante la prestación del servicio de energía con excelencia y la atención oportuna de sus requerimientos y necesidades, DISPAC promueve la innovación y la articulación con sus proveedores.

Para el año 2015, DISPAC desarrolló programas de

capacitación sobre prevención de accidentes, uso racional del fluido eléctrico y actividades dirigidas a la población infantil, lo cual representó una inversión social de \$214,4 millones de pesos.

DISPAC está comprometido con la calidad.

En desarrollo de los planes estratégicos establecidos para el 2015 y en relación al cumplimiento de los estándares del Sistema de Gestión Integral -SGI- para el mes de junio del mismo año, se llevó a cabo el primer seguimiento de parte de Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico CIDET (ente certificador y regulador del cumplimiento de los requisitos legales, organizacionales y normativos aplicables, tales como NTC-ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 y NTC GP1000) el cual tuvo resultados exitosos.

DISPAC comprobó su coherencia entre las políticas establecidas y la ejecución de su actividad con estándares de calidad, ambientales, de seguridad y salud en trabajo y de gestión pública.

Plan de expansión.

En lo que tiene que ver con el plan de expansión, DISPAC iniciará su desarrollo en el año 2016, al efecto DISPAC cuenta con un empréstito de \$30.000 millones de pesos, de los cuales invertirá primeramente \$15.000 millones de pesos, dirigidos a fortalecer el sistema de distribución de la

empresa.

Dentro de este plan se recibió el proyecto Fase I "Construcción Interconexión Eléctrica a 34.5 kV entre Istmina, Paimadó y San Miguel con transformación 115/34.5 de 7 MVA en Istmina y subestaciones asociados de 34.5/13.2 kV Medio San Juan en el departamento del Chocó", proyecto que beneficia a 2.428 usuarios en 20 localidades del departamento habitadas por población vulnerable que ahora cuenta con el fluido eléctrico, lo que mejora notablemente su calidad de vida y que entró en operación el 17 de julio de 2015, con la siguiente infraestructura:

- a. Subestación Chaqui de 1 MVA 34,5/13,2 kV.
- b. Subestación San Miguel 1.6 MVA 34,5/ 13,2 kV.
- c. Línea de 31,5 kilómetros a 34,5 kV entre las subestaciones de Istminia y Chaqui.
- d. Línea de 26,4 kilómetros a 34,5 kV entre las subestaciones de Chaqui y San Miguel.
- e. Línea de 35 kilómetros a 13.2 kV de baja tensión y 58 transformadores de distribución.

Por otra parte, DISPAC ha asumido el compromiso encomendado por el Gobierno Nacional de ser el motor de impulso para el desarrollo del departamento, a través de la

extensión y actualización de la cobertura de energía eléctrica, con el fin de que el servicio de energía llegue a todos y cada uno de sus habitantes.

Este compromiso ha sido fortalecido con la administración de los fondos FAER, FAZNI, y PRONE por valor de \$58.237 millones de pesos, dirigidos a ampliar la cobertura y calidad del servicio de prestación de energía. Esto hace de DISPAC una empresa no solo dedicada a una actividad comercial, sino comprometida en convertirse en uno de los motores de desarrollo y de justicia social para el Chocó.

A continuación, se presenta a los accionistas el informe sobre la administración de la empresa, que incluye el Informe de Gestión, los Estados Financieros con sus notas y el dictamen del Revisor Fiscal.

MARCIAL GRUESO BONILLA

Presidente Junta Directiva

GERMÁN JAVIER PALOMINO HERNÁNDEZ

Gerente General

corporativo

2.1 Accionistas

Accionistas	Participación Accionaria
Nación - Ministerio de Minas y Energía	75,0271 %
Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público	24,9725%
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	0,0001%
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	0,0001%
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	0,0001%
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	0,0001%
Total	100,00%

2.2 Junta Directiva

Miembros de la Junta Directiva	
Principales	Suplentes
<p>Laura Victoria Villa Escobar Ministerio de Minas y Energía Primer Renglón</p>	<p>Astrid Consuelo Salcedo Saavedra Ministerio de Hacienda y Crédito Público Primer Renglón</p>
<p>Ulpiano Plaza Pastrana Ministerio de Minas y Energía Segundo Renglón</p>	<p>Omar Montoya Hernández Ministerio de Hacienda y Crédito Público Segundo Renglón</p>
<p>Marcial Gilberto Gueso Bonilla Ministerio de Hacienda y Crédito Público Tercer Renglón</p>	<p>María Paula Álvarez Botiva Ministerio de Hacienda y Crédito Público Tercer Renglón</p>

2.3 Equipo directivo

Equipo directivo	
Germán Javier Palomino Hernández Gerente General	Luis Ernesto Flórez Secretario General - Asesor jurídico
Oswaldo Campo Asesor Financiero y Administrativo	Jorge Julián Quintero Asesor técnico
Manuel Morales Asesor de Control Interno	Edgar Latorre Asesor técnico

PLAN ESTRATÉGICO

Como parte de la gestión realizada durante el año 2015 y considerando los cambios introducidos al modelo de gestión a partir de abril del año 2013, con la participación de la Junta Directiva, el personal de DISPAC, del Gestor, de la interventoría y el apoyo de un consultor externo de amplio conocimiento en la materia, se logró el ajuste del Plan Estratégico Corporativo para el período 2013 – 2018, el cual fue aprobado por parte de la Junta Directiva de DISPAC.

Este nuevo plan redefine la misión, la visión, las acciones a emprender y las metas a cumplir para el logro de los objetivos corporativos planteados para el período comprendido entre los años 2013 y 2018.

A continuación se presentan los principales elementos que forman parte del actual Plan Estratégico Corporativo:

2.4 Misión

DISPAC presta el servicio de energía eléctrica buscando la eficiencia operativa y la mejora continua de los procesos para el beneficio de sus clientes y la generación de valor para la empresa, con un recurso humano comprometido con el desarrollo económico y social del departamento del Chocó.

2.5 Visión

En 2018, DISPAC será reconocida como una empresa socialmente responsable con el departamento del Chocó, valorada por sus clientes, financieramente sólida y con altos estándares de calidad en la prestación del servicio de energía.

2.6 Valores

Honestidad

Trabajo en equipo

Enfoque al cliente

Mejora continua

Respeto



2.7 Objetivos y estrategias

Los objetivos establecidos en el Plan Estratégico son los siguientes:

- a. Ampliar y fortalecer el sistema de distribución para alcanzar estándares de eficiencia.
- b. Aumentar la satisfacción del cliente.
- c. Consolidar la sostenibilidad financiera de la empresa.
- d. Fortalecer los sistemas de gestión corporativa.
- e. Aumentar el valor de la empresa.
- f. Consolidar el Plan de Responsabilidad Social Empresarial.

De acuerdo con los objetivos planteados, se vienen desarrollando estrategias y tácticas orientadas al logro de los mismos, dentro de estas se encuentran las siguientes:

- a. Para ampliar y fortalecer el sistema de distribución de DISPAC y alcanzar estándares de eficiencia operacional, durante el año 2014, se ejecutó el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía, se desarrollaron programas de mantenimiento y reposición de infraestructura, se han venido adelantando acciones para lograr la ampliación de la capacidad del sistema eléctrico y se

ha incrementado el valor promedio de la calidad del servicio.

- b. Con el fin de aumentar el nivel de satisfacción del cliente, durante el año 2014, se adelantó la medición del Nivel de Satisfacción del Usuario – NSU- a través de aplicación de una encuesta a 1.337 clientes distribuidos en los 15 municipios atendidos por DISPAC. Con el instrumento aplicado se midieron las dimensiones energía, factura, oficina y personal. El resultado obtenido para el NSU fue de 63,9%, el cual registra un incremento del 0,9% comparado con el nivel de satisfacción obtenido en el año inmediatamente anterior que fue de 63,0%.
- c. Para consolidar la sostenibilidad financiera de la empresa se ha venido trabajando en la optimización de los costos y gastos, reduciendo principalmente los gastos financieros, obteniendo el suministro de energía para la venta mediante contratos de largo plazo e incrementando los ingresos por ventas de energía a través de estímulos a los clientes para que paguen el valor del servicio y lograr adicionalmente la disminución de la cartera.
- d. Con el fin de lograr el fortalecimiento de los Sistemas de Gestión Corporativa, se ha venido trabajando en la mejora

continua de procesos y procedimientos y del Sistema de Control Interno. Así mismo, durante el año 2015, continuamos con el crecimiento del Sistema de Gestión Integral logrando la renovación de las certificación integral bajo las normas NTC: ISO14001:2014, OHSAS 18001:2007, ISO 9001 VERSIÓN 2008 y GP 1000 DE 2009.

- e. El incremento del valor de la empresa conforme lo planteado en el Plan Estratégico Corporativo se fundamentará en la participación por parte de DISPAC de nuevos negocios en el sector energético o en otros sectores para lo cual se ha venido trabajando en la exploración de posibilidades de participación accionaria en proyectos de generación a través de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCHs o en negocios complementarios relacionados con la operación de DISPAC.
- f. La consolidación del Plan de Responsabilidad Empresarial tiene como pilares fundamentales el diseño e implementación del programa de participación social y comunitaria, consolidación de la imagen corporativa, diseño e implementación del Sistema de Gestión.

3 Datos

relevantes

3.1 Datos comerciales más relevantes.

COMERCIALES	Unidad	2015	2014	Variación Anual
Energía neta comprada	GWh	217,1	204,6	6,1%
Energía facturada	GWh	153,5	149,3	2,8%
Energía facturada a clientes	Millones \$	48.002,8	42.037,4	14,2%
Subsidios	Millones \$	17.181,2	15.986,1	7,5%
Ingresos activos de conexión al STN	Millones \$	344,5	301,5	14,3%
Ingresos activos nivel 4	Millones \$	14.753,0	14.872,2	-0,8%
Otros ingresos	Millones \$	4.801,0	2.160,0	122,3%
Costo unitario (CU a diciembre)	\$/kWh	427,1	417,9	2,2%
Usuarios facturados	Usuarios	78.667	72.986	7,8%

3.2 Datos técnicos más relevantes

COMERCIALES	Unidad	2015	2014	Variación Anual
Índice de pérdidas comerciales	%	29,3%	27,1%	14,54%
Continuidad promedio del servicio	%	99,10%	99,33%	-0,23%

3.3 Datos financieros más relevantes

Datos financieros más relevantes:

FINANCIEROS	Unidad	2015	2014	Variación Anual
Ingresos operacionales	Millones \$	85.082,8	75.357,2	13%
Costos de prestación de servicios	Millones \$	73.174,0	63.925,1	14%
Depreciaciones y amortizaciones	Millones \$	3.703,6	3.439,7	7,6%
Utilidad o pérdida bruta	Millones \$	8.205,2	6.522,7	26%
Gastos de funcionamiento	Millones \$	6.993,6	6.716,2	4%
Utilidad o pérdida operacional	Millones \$	1.211,6	-193,4	526%
Ingresos y egresos no operacionales	Millones \$	-131,7	2.486,5	-105%
Utilidad del Ejercicio antes de Impuestos	Millones \$	1.079,9	2.293,1	-53%
Impuesto sobre la renta para la equidad – CREE	Millones \$	-293,5	-489,1	40%
Utilidad o pérdida neta	Millones \$	786,5	1.804,0	-56%
Activos	Millones \$	196.323,9	193.334,6	2%
Pasivos	Millones \$	24.099,2	21.896,4	10%
Patrimonio	Millones \$	172.224,7	171.438,2	0%

del negocio de comercialización

4.1 Mercado de comercialización de DISPAC

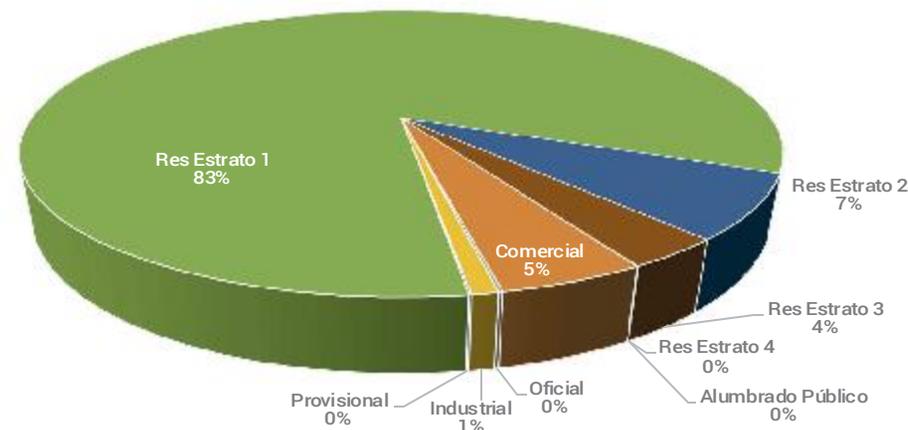
En la actualidad, el mercado de comercialización de DISPAC cuenta con 78.667 clientes regulados, que al finalizar el año 2015 presentan un crecimiento del 7,78% en comparación con los 72.986 clientes facturados en el 2014.

Este incremento se explica principalmente por las remodelaciones de redes de media tensión, ingreso de urbanizaciones de interés social, acciones de recuperación de pérdidas de energía que normalizan clientes conectados de manera ilegal, los cuales son matriculados para ser incluidos en el Sistema de información Eléctrica Comercial (SIEC).

Así mismo, existen en el mercado de comercialización de DISPAC clientes no regulados que son atendidos por otros comercializadores: La Minera el Roble y Colombia Telecomunicaciones S.A. E.S.P., atendidos por ISAGEN y por Energía Empresarial de la Costa Atlántica, respectivamente.

Dentro de la estructura de los clientes atendidos por DISPAC, los clientes residenciales representan el 93,86%, sector comercial el 4,99%; el oficial el 0,90%; los demás sectores representan el 0,24% del total de clientes, como se observa en el siguiente gráfico:

CLIENTES POR CLASE DE SERVICIO



Clientes por clase de servicio

CLASE DE SERVICIO	dic-15	dic-14	Variación Anual
Alumbrado Público	17	18	-5,56%
Comercial	3.929	3.883	1,18%
Oficial	710	682	4,11%
Industrial	111	109	1,83%
Provisional	62	55	12,73%
Residencial Estrato 1	65.524	59.912	9,37%
Residencial Estrato 2	5.614	5.623	-0,16%
Residencial Estrato 3	2.693	2.697	-0,15%
Residencial Estrato 4	7	7	0,00%
Total	78.667	72.986	7,78%

La variación más importante en el incremento de los clientes, se presenta en la clase de servicio residencial estrato 1, con un incremento respecto al año anterior del 9,37% equivalente a 5.612 clientes que ingresaron por los diferentes programas emprendidos por DISPAC, como son la normalización de clientes, proyecto de expansión de redes de Fase I y nuevas urbanizaciones de interés social en los municipios de Tadó, Istmina y Quibdó.

El alumbrado público por su parte, presenta una disminución del 5,56% debido a la unificación de facturación del corregimiento de Tutunendo con el municipio de Quibdó.

DISPAC atiende actualmente quince (15) municipios, presentándose mayor concentración de clientes en los municipios de Quibdó, Istmina, Tadó, Condoto, Medio San Juan y Unión Panamericana. A continuación se detalla por municipio, número de clientes, participación y variación respecto del año anterior:

Cientes por municipio

CLASE DE SERVICIO	2015	2104	PARTICIPACIÓN 2015
Atrato	1.551	1.336	1,97%
Bagadó	911	903	1,16%
Cantón de San Pablo	1.460	1.454	1,86%
Cértegui	1.225	1.196	1,56%
Condoto	4.089	4.003	5,20%
Istmina	10.370	10.019	13,18%
Lloró	1.244	1.158	1,58%
Medio Baudó	1.012	1.009	1,29%
Medio San Juan	2.936	1.047	3,73%
Nóvita	1.372	1.363	1,74%
Quibdó	42.694	40.296	54,27%
Rio Iró	1.116	1.108	1,42%
Rio Quito	1.327	1.189	1,69%
Tadó	5.421	5.032	6,89%
Unión Panamericana	1.939	1.873	2,46%
Total general	78.667	72.986	100%

Del total de clientes del mercado de comercialización de DISPAC a diciembre de 2015, 66.379 se encuentran ubicados en el área urbana es decir el 84.38%, mientras que el 15.62%

corresponde a 12.288 clientes ubicados en el área rural, como se observa en el siguiente cuadro:

Clientes por municipio de acuerdo con su ubicación urbana o rural

Municipio	URBANO	% URBANO	RURAL	% RURAL	Total	Participación
Quibdó	41.252	97%	1.442	3%	42.694	54%
Istmina	9.446	91%	924	9%	10.370	13%
Tadó	4.076	75%	1.345	25%	5.421	7%
Condoto	3.229	79%	860	21%	4.089	5%
Medio San Juan	913	31%	2.023	69%	2.936	4%
Unión Panamericana	904	47%	1.035	53%	1.939	2%
Atrato	711	46%	840	54%	1.551	2%
Cantón de San Pablo	765	52%	695	48%	1.460	2%
Novita	988	72%	384	28%	1.372	2%
Rio Quito	534	40%	793	60%	1.327	2%
Lloró	878	71%	366	29%	1.244	2%
Certegui	1.167	94%	68	6%	1.225	2%
Rio Iró	488	44%	628	56%	1.116	1%
Medio Baudó	270	27%	742	73%	1.012	1%
Bagadó	768	84%	143	16%	911	1%
Total	66.379	84%	12.288	16%	78.667	100%

A continuación se detalla la participación de número de clientes y el valor facturado por consumo de energía en la clase de servicio residencial y no residencial:

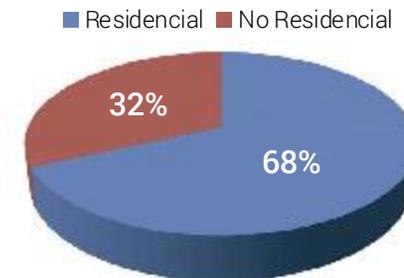
Estructura de la participación de los sectores Residencial y No Residencial en el Mercado de DISPAC

CLASE DE SERVICIO	Número de Clientes	Participación	Valor Facturado (Millones)	Participación	Energía MWh	Participación
Residencial	73.838	94%	25.548	54%	104.576.4	68,11%
No Residencial	4.829	6%	21.984	46%	48.961.4	31,89%
Total	78.667	100%	47.532	100%	153.537.8	100%

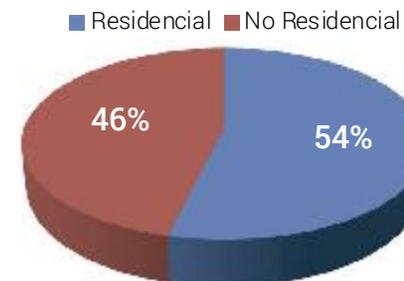
Clientes de los sectores residencial y no residencial



Consumo de energía de los sectores residencial y no residencial [MWh]



Valor del consumo de energía de los sectores residencial y no residencial



4.1.1 Ventas de energía

Las ventas de energía de DISPAC en el año 2015 ascendieron a 153,5 GWh frente al año 2014, presentando un incremento del 2,8%. Estas ventas representaron ingresos de \$65.184 millones de pesos, como se muestra en el siguiente cuadro:

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DETALLE	UNIDAD	2015	2014	VARIACIÓN ANUAL
Ventas de energía	Millones \$	65.184,0	58.023,5	12,3%
Ingresos facturación Consumo	Millones \$	48.002,8	42.037,4	14,2%
Subsidios(*)	Millones \$	17.181,2	15.986,1	7,5%
Ventas de energía	GWh	153,5	149,3	2,8%

(*) Corresponde a subsidios causados menos contribuciones

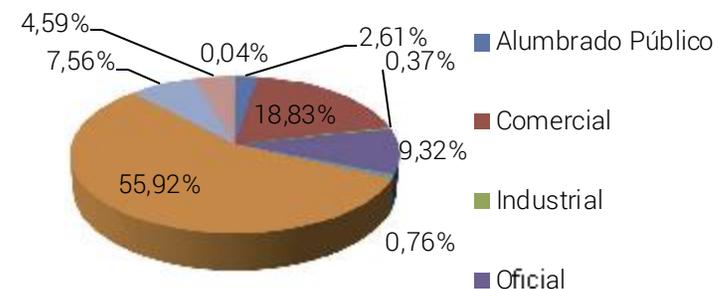
Los subsidios causados en el año 2015 tuvieron un incremento del 7,5% frente al valor del año 2014, al pasar de \$15.986,1 millones de pesos a \$17.181,2 millones de pesos. En el siguiente cuadro aparecen las ventas del año 2015 comparadas con las del año 2014, de acuerdo con la clase de servicio:

Ventas de energía eléctrica por clase de servicio

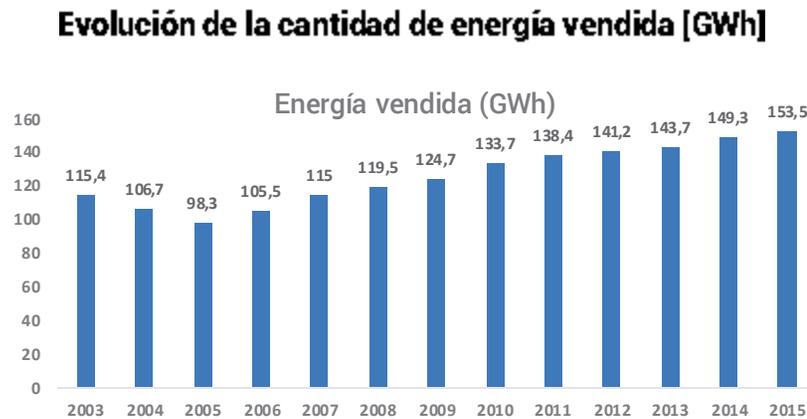
Clase de servicio	2015 MWh	2014 MWh	VARIACIÓN ANUAL
Alumbrado público	4.011,8	4.011,2	0,0%
Comercial	28.903,6	26.482,2	9,1%
Oficial	14.316,3	12.879,7	11,2%
Industrial	568,8	709,1	-19,8%
Provisional	1.161,0	1.434,6	-19,1%
Residencial estrato 1	85.861,3	84.775,4	1,3%
Residencial estrato 2	11.605,3	11.800,3	-1,7%
Residencial estrato 3	7.050,7	7.119,7	-1,0%
Residencial estrato 4	59,1	65,9	-10,3%
Total general	153.537,9	149.278,1	2,9%

En la gráfica se muestra la participación en la cantidad de energía vendida, para cada una de las clases de servicio, con un incremento para el 2015 de 2,9 MWh.

Cantidad de energía vendida por clase de servicio



En la gráfica siguiente se presenta la evolución de la cantidad de energía vendida por DISPAC entre los años 2003 - 2015:



4.2 Medición prepago

Al finalizar el año 2015, DISPAC disponía de 413 clientes con medidores prepago, lo que constituye una modalidad de suministro que la empresa ha brindado a los sectores más vulnerables permitiéndoles acceso al servicio de acuerdo a su capacidad de pago y también para aquellos que tienen cartera, vayan amortizando la deuda, ya que una parte del prepago se aplica a la cartera, contribuyendo al control de energía.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados obtenidos en los años 2014 y 2015, con la utilización de esta tecnología:

Valores facturados a clientes con medidor prepago

CONCEPTOS FACTURADOS	2015	2014	VARIACIÓN ANUAL
Energía vendida millones \$	152,3	145,5	4,7%
Subsidios millones \$ (-)	(76,2)	(70,0)	8,9%
Abono a deuda millones \$ (+)	9,8	9,9	-1,5%
Valor recaudo millones \$ (=)	85,9	85,4	0,5%
OTROS DATOS			
Energía vendida [kWh]	351.708	372.249	-5,5%
Numero de recargas	10.868	11.589	-6,2%
Valor promedio por recarga	7.966	7.403	7,6%
Consumo promedio usuario estrato 1 [kWh/mes]	98,49	99,21	-0,7%
Consumo promedio usuario estrato 2 [kWh/mes]	134,85	124,80	8,1%

Como se puede observar, el valor de la energía vendida a clientes con la opción de medición prepago aumentó en un 4,7% entre los años 2014 y 2015; decreció el valor de abono a la deuda debido a los clientes que ya se encuentran al día y el porcentaje de recaudo se incrementó en 0,5%; así mismo, se observa que a pesar de que se incrementó el consumo promedio de energía de los clientes de los estratos 1 y 2 con medición prepago, sigue estando por debajo del consumo de subsistencia (173 kWh/mes para alturas de hasta 1.000 msnm y 130 kWh/mes para alturas mayores a 1.000 msnm).

4.3 Comportamiento tarifario

Para el 2015, el valor promedio del Costo Unitario de prestación del servicio, CU, del nivel de tensión 1, presenta un incremento del 9,87% al pasar de 394,6 \$/kWh en el 2014 a 433,6 \$/kWh en 2015. Explicado principalmente por el incremento en los componentes de G (Generación), T (Trasmisión) R (Restricciones) y Cv (Costo de Comercialización).

En el siguiente cuadro se presenta la variación del CU de los niveles de tensión 1 y 2 aplicado al cobro del consumo de los clientes.

Costo unitario de prestación del servicio aplicado en los niveles de tensión 1 y 2

MES	2015		2014	
	NIVEL 1 (\$/kWh)	NIVEL 2 (\$/kWh)	NIVEL 1 (\$/kWh)	NIVEL 2 (\$/kWh)
Enero	422,10	354,33	364,43	316,56
Febrero	426,32	357,88	371,49	311,53
Marzo	430,59	361,45	386,23	324,72
Abril	434,89	365,06	385,95	323,98
Mayo	439,24	368,72	387,87	327,21
Junio	445,83	374,25	393,70	330,49
Julio	452,52	379,86	397,64	333,79
Agosto	449,88	385,56	401,62	337,13
Septiembre	405,94	391,34	405,63	340,50
Octubre	407,45	397,21	409,69	343,91
Noviembre	461,61	403,17	413,79	347,35
Diciembre	427,07	409,22	417,92	350,82
CU PROMEDIO	433,62	379,00	394,66	332,33

En el siguiente cuadro se registra el promedio anual de los componentes, en el cual se evidencia el incremento en \$/kWh y su variación porcentual.

De acuerdo a lo anterior, y teniendo en cuenta que en el segundo semestre de 2015, afectado por el fenómeno El Niño, los precios se fueron al alza ocasionando como es natural un incremento en todos los componentes del Costo Unitario.

Promedio anual de los componentes del costo unitario de prestación del servicio – CU para el nivel de tensión 1

COMPONENTES	PROMEDIO 2015 \$/kWh	PROMEDIO 2014 \$/kWh	VARIACIÓN ANUAL	
			\$/kWh	%
G (Generación)	175,25	156,61	18,64	11,90%
T (Transmisión)	23,52	20,37	3,15	15,48%
R (Restricciones)	6,29	5,52	0,77	13,92%
Cv (Comercialización)	79,46	71,63	7,83	10,93%
PRnl(Reducción de Pérdidas Nivel I)	32,06	30,21	1,84	6,10%
D (Nivel I)	113,66	105,66	8,00	7,57%

El incremento en el valor del CU obedece fundamentalmente al aumento de los precios de la energía comprada.

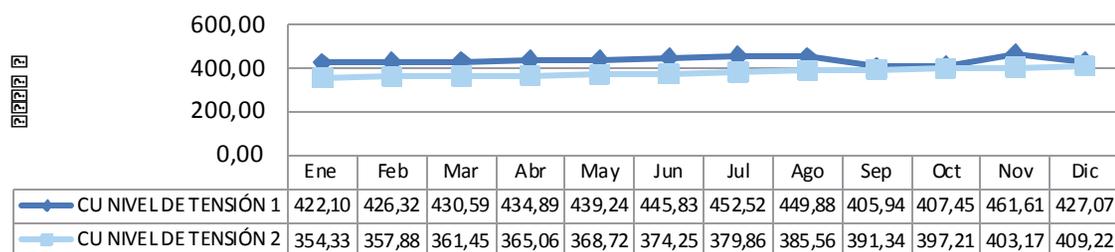
La restricción legal de tipo presupuestal que no permite obtener vigencias futuras que superen el periodo de Gobierno y el no recibo de ofertas con precios competitivos para atender el 100% de la de energía demandada en el año 2015, obligó a DISPAC a comprar en bolsa el 29% de la energía eléctrica para atender la demanda de los clientes del mercado regulado.

Debido al fenómeno El Niño, a partir del segundo semestre del año 2015 los precios en bolsa superaron ampliamente los precios de contratos de largo plazo, generando que este aumento se traslade en el precio del kWh pagado por los clientes de DISPAC.

De otra parte, el valor de algunas de las componentes del Costo Unitario de la prestación del servicio se indexan mensualmente con la variación del Índice de Precios al Productor, el cual para el año 2015 tuvo una variación anual del 9,57%, situación que produjo incremento en las componentes del CU tales como Tm (Costo de Transmisión); Dm (Cargo de Distribución) y PRn1 (Costo de Pérdidas Reconocidas).

La gráfica presenta la evolución del Costo Unitario que se aplicó durante el año 2015.

Evolución del Costo Unitario aplicado en el año 2015



Es importante mencionar que el costo unitario aplicado por DISPAC para diciembre del 2015, se encuentra entre los más bajos de las comercializadoras de energía eléctrica del país, como se observa en la siguiente tabla:

Costo Unitario aplicado en diciembre de 2015 por algunas empresas comercializadoras de energía

Ítem	Empresa	Mercado	dic-15
1	Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.	Sibundoy	519,57
2	Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	Arauca	511,04
3	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Cundinamarca	507,79
4	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Bajo Putumayo	495,00

Ítem	Empresa	Mercado	dic-15
5	Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S.P.	Nariño	490,76
6	Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P.	Boyacá	482,29
7	Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P.	Casanare	480,66
8	Compañía Energética de Occidente	Cauca	478,66
9	Electrificadora del Huila S.A E.S.P.	Huila	466,24
10	Enertolima S.A E.S.P.	Tolima	466,21
11	Electrificadora del Meta S.A E.S.P.	Meta	458,48
12	Electrificadora del Caquetá S.A E.S.P.	Caquetá	457,67
13	Centrales Eléctricas de Caldas S.A E.S.P.	Caldas	456,96
14	Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P.	Pereira	454,69
15	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Putumayo	454,04
16	Empresas Municipales de Cartago S.A E.S.P.	Cartago	450,71
17	Empresas Municipales de Cali EMCALI E.I.C.I.	Cali	450,54
18	Electrificadora del Santander S.A E.S.P.	Santander	449,84
19	Centrales Eléctricas de Norte del Santander S.A E.S.P.	Norte de Santander	445,19
20	Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P.	Valle del Cauca	437,48
21	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Antioquia Unificado	435,94
22	Empresa de Energía del Quindío S.A E.S.P.	Quindío	430,47
23	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A E.S.P.	Chocó	427,07
24	Codensa S.A E.S.P.	Bogotá	426,80
25	Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P.	Caldas	405,36
26	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A E.S.P.	Tuluá	398,16

Aplicación de senda tarifaria (por compra de energía en bolsa).

A partir de abril de 2014, por la falta de oferta de los generadores para la compra de energía en la modalidad de contratos, DISPAC se vio en la necesidad de comprar la energía faltante en la bolsa del mercado mayorista pagando hasta un precio de 378 \$/kWh. Hecho que repercute en forma directa sobre nuestros clientes a quienes se les traslada el costo a la tarifa, incrementado de esta manera el CU, pasando de 385,95 \$/kWh a 413,39 \$/kWh.

Ante esta situación, DISPAC se acogió a lo establecido por las resoluciones CREG 119 de 2007 y 168 de 2008, de forma que aplicó una opción de senda tarifaria, disminuyendo el impacto sobre el cliente final. Una vez recibida la aprobación por la Junta Directiva, DISPAC inició la aplicación de la senda tarifaria en la facturación del periodo de junio 2014, tarifas debidamente publicadas en el semanario local Choco 7 Días. Finalmente, esta senda tuvo un

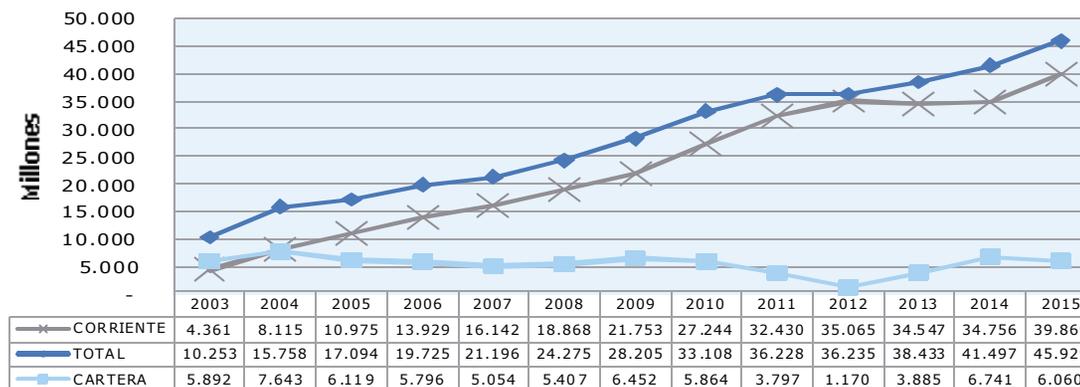
porcentaje de variación mensual del 1.5% y terminó en el mes de agosto de 2015 para los clientes de nivel 1. Para los clientes del nivel 2, continúa vigente.

4.4 Recaudo

El valor del recaudo de DISPAC en el año 2015 fue de \$ 46.469,3 millones de pesos, de los cuales \$45.929 millones de pesos corresponden al recaudo por facturación y \$540,3 millones de pesos a los subsidios del Fondo de Energía Social (FOES).

Del valor recaudado, \$39.869 millones de pesos corresponden a recaudo corriente y \$6.060 millones de pesos al de cartera. En la gráfica se observa la evolución positiva que ha tenido el comportamiento del nivel de recaudo entre los años 2003 y 2015, el cual incrementó en un 10% al pasar de \$41.497 millones de pesos en el 2014 a \$45.929 millones de pesos en el 2015:

Evolución del recaudo corriente y total entre los años 2003 y 2015



4.5 Cartera

La cartera comercial de DISPAC, generada por la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Chocó, con corte al 31 de diciembre de 2015, asciende a \$15.604,8 millones de pesos y se clasifica así:

- \$6.523,9 millones de pesos, equivalentes al 42% de la cartera total, porcentaje que corresponde a las clases de servicios residenciales, comerciales e industriales. Se evidencia así una disminución del 6% respecto al 2014.

- \$4.815,9 millones de pesos, equivalentes al 31% de la cartera total, corresponden a bienes constitucionalmente protegidos. Se evidencia así un incremento respecto al 2014 en un 4%.
- \$4.265,5 millones de pesos, equivalentes al 27% de la cartera total, corresponden a intereses. Se evidencia así un incremento del 2% respecto al 2014.

Es importante resaltar que en el año 2014 se realizó castigo de cartera por \$6.357 millones de pesos.

Cartera por clase de servicio y edad con corte a diciembre de 2015 (millones \$)

Clase de Servicios	2014				2015			
	Menor 360 días	Mayor 360 días	Total	Participación	Menor 360 días	Mayor 360 días	Total	Participación
Alumbrado Publico	\$567,0	\$1.915,0	\$2.482,0		\$674,4	\$2.279,6	\$2.954,1	
Oficial	\$854,9	\$455,1	\$1.310,0		\$971,4	\$890,4	\$1.861,8	
Subtotal	\$1.421,8	\$2.370,1	\$3.791,9	27%	\$1.645,8	\$3.170,1	\$4.815,9	31%
Industrial	\$263	\$42,8	\$69,1		\$7,9	\$42,1	\$50,0	
Provisional	\$193,7	\$12,4	\$206,1		\$57,8	\$65,8	\$123,6	
Comercial	\$331,9	\$970,6	\$1.302,5		\$226,2	\$429,2	\$655,4	
RS-1	\$1.286,8	\$3.376,6	\$4.663,4		\$1.313,1	\$3.999,3	\$5.312,3	
RS-2	\$66,8	\$249,9	\$316,7		\$62,2	\$260,1	\$322,3	
RS-3	\$27,2	\$37,2	\$64,4		\$22,9	\$36,8	\$59,7	
RS-4	\$0,0	\$0,0	\$0,0		\$0,0	\$0,0	\$0,0	
Subtotal	\$1.932,8	\$4.689,4	\$6.622,2	48%	\$1.690,1	\$4.833,3	\$6.523,4	42%
Intereses	\$1.033,7	\$2.462,3	\$3.496,0	25%	\$960,8	\$3.304,7	\$4.265,5	27%
Total	\$4.388,3	\$9.521,9	\$13.910,1	100%	\$4.296,7	\$11.308,1	\$15.604,8	100%

De la cartera comercial de DISPAC, el 66,9% tiene una antigüedad mayor a cinco años, equivalente a \$7.569,1 millones de pesos, 19,3% una antigüedad entre 2 y 5 cinco años por \$2.178,8 millones de pesos y el 13,8% corresponde a cartera entre 1 y 2 años por \$1.560,2 millones de pesos, como se muestra a continuación:

Antigüedad de la cartera mayor a 360 días por clase de servicio a diciembre de 2015 (millones \$)

CLASE DE SERVICIO	Antigüedad de la Cartera					Total > 360 DIAS
	1 A 2 AÑOS	2 A 3 AÑOS	3 A 4 AÑOS	4 A 5 AÑOS	> A 5 AÑOS	
ALUMBRADO PUBLICO	\$ 0,0	\$ 96,6	\$ 0,0	\$ 465,5	\$ 3.789,3	\$ 4.351,3
COMERCIAL	\$ 105,2	\$ 21,7	\$ 98,1	\$ 44,6	\$ 453,2	\$ 722,8
INDUSTRIAL	\$ 18,6	\$ 8,3	\$ 0,0	\$ 5,3	\$ 29,6	\$ 61,8
OFICIAL	\$ 119,1	\$ 628,6	\$ 133,8	\$ 44,8	\$ 353,0	\$ 1.279,3
PROVISIONAL	\$ 65,8	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 0,0	\$ 65,8
RESIDENCIAL E1	\$ 1.159,7	\$ 204,1	\$ 166,8	\$ 215,0	\$ 2.761,6	\$ 4.507,2
RESIDENCIAL E2	\$ 75,4	\$ 9,5	\$ 6,9	\$ 18,5	\$ 169,1	\$ 279,5
RESIDENCIAL E3	\$ 16,4	\$ 4,8	\$ 3,2	\$ 2,6	\$ 13,4	\$ 40,4
Total	\$ 1.560,2	\$ 973,6	\$ 408,8	\$ 796,4	\$ 7.569,1	\$ 11.308,1
Participación	13,8%	8,6%	3,6%	7,0%	66,9%	100,0%

Durante el año 2015 se realizaron acciones y programas que permitieron mejorar los resultados de recaudo y de recuperación de cartera, tales como: programa de suspensión, verificación del servicio a clientes morosos, gestión de clientes destacados, proyecto de medidores prepago, el plan integral de recuperación de cartera, todo ello con la ayuda de la Directriz número 23 de la Gerencia del Gestor de DISPAC sobre acuerdos de pago, mediante la cual se logró a diciembre de 2015 tener suscritos con los clientes 7.443 acuerdos por valor de \$2.638 millones de pesos, un promedio de cuota mensual de \$17.834 pesos y un promedio mensual de recaudo por concepto de cuotas de \$124,3 millones de pesos.

A continuación se presenta el comparativo de la cartera, detallando número de clientes y clase de servicio entre el 2014 y el 2015 con corte a diciembre.

Variación de la cartera entre 2014 y 2015 (millones \$)

CLASE SERVICIO	Cartera 2015		Cartera 2014		VARIACIÓN 2014 - 2015	
	Nro. Clientes	Cartera	Nro. Clientes	Cartera	Nro. Clientes	Cartera
Alumbrado público	16	\$ 5.559,7	16	\$ 4.625,6	0,0%	20,2%
Comercial	652	\$ 1.017,9	723	\$ 1.801,0	-9,8%	-43,5%
Industrial	22	\$ 75,2	31	\$ 86,9	-29,0%	-13,4%
Oficial	261	\$ 2.512,5	348	\$ 1.729,1	-25,0%	45,3%
Provisional	72	\$ 123,6	100	\$ 206,1	-28,0%	-40,0%
RS-1	18.242	\$ 5.906,2	18.833	\$ 5.058,9	-3,1%	16,7%
RS-2	752	\$ 345,3	867	\$ 334,1	-13,3%	3,4%
RS-3	224	\$ 64,2	284	\$ 68,6	-21,1%	-6,4%
RS-4	0	\$ 0,0	2	\$ 0,0	-100,0%	0,0%
TOTAL	20.241	\$ 15.604,8	21.204	\$ 13.910,2	-4,5%	12,2%

Durante el año 2015 el valor de la cartera de los oficiales, alumbrado público y residencial estrato 1, presentaron incrementos del 45,3%, 20,2% y 16,7%, respectivamente.

En el caso de los sectores comercial, industrial y provisional, los mismos presentaron disminución del monto de la cartera en un (43,5%), (13,4%) y (40,0%) respectivamente, en razón a las estrategias y políticas implementadas para la recuperación de cartera. El incremento de la cartera total entre los años 2014 y 2015 fue del 12,2%.

Variación de la cartera por municipio entre los años 2014 y 2015

MUNICIPIO	CARTERA 2015		CARTERA 2014		VARIACIÓN ANUAL	
	Millones	Participación	Millones	Participación	Millones	%
Quibdó	4.345,6	28%	3.640,9	26%	704,7	19%
Tadó	1.726,1	11%	1.484,9	11%	241,2	16%
Condoto	1.510,4	10%	1.294,2	9%	216,1	17%
Istmina	1.445,3	9%	1.341,1	10%	104,3	8%
Medio San Juan	1.010,1	6%	841,0	6%	169,0	20%
Unión Panamericana	846,9	5%	884,6	6%	-37,7	-4%
Medio Baudó	795,3	5%	774,6	6%	20,7	3%
Bagadó	752,8	5%	675,3	5%	77,5	11%
Cantón de San Pablo	635,2	4%	621,3	4%	13,9	2%
Novita	526,0	3%	461,4	3%	64,6	14%
Río Iró	464,5	3%	401,9	3%	62,7	16%
Atrato	431,1	3%	408,5	3%	22,7	6%
Río Quito	380,0	2%	427,3	3%	-47,3	-11%
Certegui	368,0	2%	308,5	2%	59,4	19%
Lloró	367,4	2%	344,7	2%	22,7	7%
Total	15.604,8	100%	13.910,2	100%	1.694,6	12%

Se observa que los municipios que presentan mayor cartera son: Quibdó con \$4.345,6 millones de pesos, Tadó \$1.726,1 millones de pesos, Condoto \$1.510,4 millones de pesos e Istmina \$1.445,3 millones de pesos, observando la concentración de la cartera en estos municipios con un 57,9%.

Cabe resaltar que, en comparación con el 2014, los municipios que muestran disminución de cartera son Río Quito con un valor de \$47,3 millones de pesos y Unión Panamericana con un valor de \$37,7 millones de pesos.

La empresa cuenta con un procedimiento de depuración y castigo de cartera (F20-25-04) aprobado dentro del sistema de calidad, instrumento que le permite implementar procesos de revisión, verificación y análisis tanto en terreno como en el Sistema de Información Eléctrico Comercial –SIEC, para reflejar en los estados financieros, la realidad económica.

4.6 Gestión social

Reconociendo al cliente como nuestra razón de ser y hacia el cual debemos direccionar todos nuestros esfuerzos tratando siempre de ser un canal de comunicación eficaz, en el año 2015 el área de Gestión Social de DISPAC adelantó actividades para crear conciencia en el usuario sobre los derechos y responsabilidades derivadas de la prestación del servicio que este adquiere.

La labor realizada por el grupo de Gestión Social con las áreas de Atención al Cliente, Gestión Recaudo, Control de

Energía y Operación y mantenimiento de DISPAC en la zona urbana y por las brigadas integrales en las zonas rurales ha permitido mejorar las relaciones entre los clientes y la empresa, concientizar a los clientes sobre la importancia del fluido eléctrico para el desarrollo del departamento y mejorar las condiciones de vida de la población en general. Lo anterior se ha logrado por medio del desarrollo de capacitaciones orientadas al consumo racional de la energía de acuerdo a la capacidad de pago, la disminución de los índices de accidentalidad por mala utilización del servicio, la recuperación de cartera y la importancia de tener una buena cultura de pago por el servicio.

Para el año 2015, se atendieron de manera permanente todas las áreas rurales interconectadas de las zonas Atrato y San Juan a través de la realización de jornadas integrales, llegando por diferentes medios de transporte: terrestre y fluvial, contribuyendo al logro de excelentes resultados en cuanto a la recuperación de cartera y recaudo apoyando así al cumplimiento de los indicadores de gestión empresarial.



En el siguiente cuadro se presenta el resultado consolidado obtenido mediante el desarrollo de las diferentes actividades realizadas durante el año 2015:

Actividades de gestión social realizadas en el año 2015

Mes	Clientes Sensibilizados	Talleres Realizados	Reuniones efectuadas	Financiaci-ones	Recaudo Área Millones \$
Enero	4.901	0	29	421	168.220,0
Febrero	7.122	22	34	317	164.791,5
Marzo	7.868	26	32	333	161.975,4
Abril	6.857	31	30	344	149.509,2
Mayo	7.255	29	32	288	189.704,2
Junio	9.680	34	35	374	161.875,7
Julio	9.736	30	29	383	163.455,2
Agosto	7.768	29	33	324	130.959,5
Septiembre	8.593	31	29	295	194.104,7
Octubre	7.293	29	25	280	215.886,1
Noviembre	7.611	30	28	286	182.000,4
Diciembre	9.494	0	20	150	140.470,0
Total	94.178	291	356	3.795	2.022.952,0

4.7 Peticiones, quejas y reclamos – PQRs

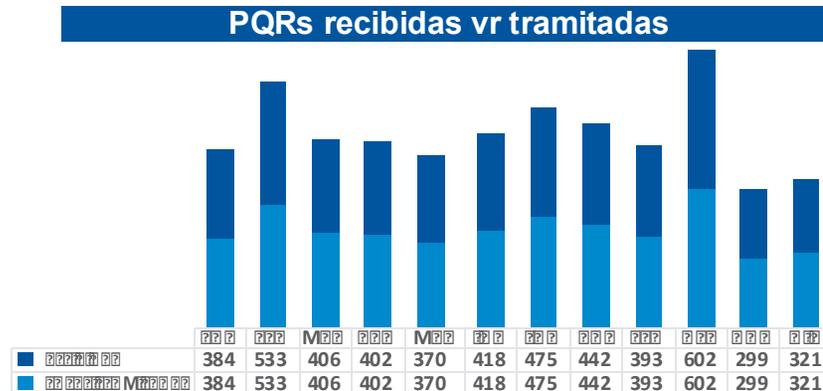
La cobertura del mercado de DISPAC en el departamento del Chocó se encuentra dividida en dos zonas, la zona Atrato y la zona San Juan, integradas por 78.677 clientes.

En el año 2015, nuestros clientes de la zona San Juan presentaron un total de 5.045 PQRs. De las cuales 4.288 (85%) fueron clasificadas como reclamaciones y 757 (15%) como peticiones. Las 4.288 reclamaciones presentadas, fueron atendidas oportunamente, de las cuales el 20% fueron resueltas a favor del cliente. Por otra parte de las 757 peticiones atendidas, 676 fueron solucionadas ya que eran procedentes.

En la Zona Atrato fueron resueltas 4.054 PQRs correspondiente 80.4%, mientras que en la Zona del San Juan fueron resueltas 991 que corresponden al 19.6%.

En el siguiente cuadro se presenta el número de PQR que fueron presentadas por los clientes y tramitada por la empresa durante el año 2015:

Peticiones, quejas y recursos recibidos y tramitados en el año 2015



DISPAC ha dado mucha importancia a las quejas, reclamos y peticiones presentadas y ha procurado que los tiempos de respuesta a los clientes sea eficiente y rápido; así, el tiempo promedio de resolución de las PQR tramitadas en el año 2015 fue de 10 días hábiles y el estipulado en los términos de ley son 15 días hábiles.

TIEMPOS PROMEDIOS DE RESPUESTA AÑO 2015

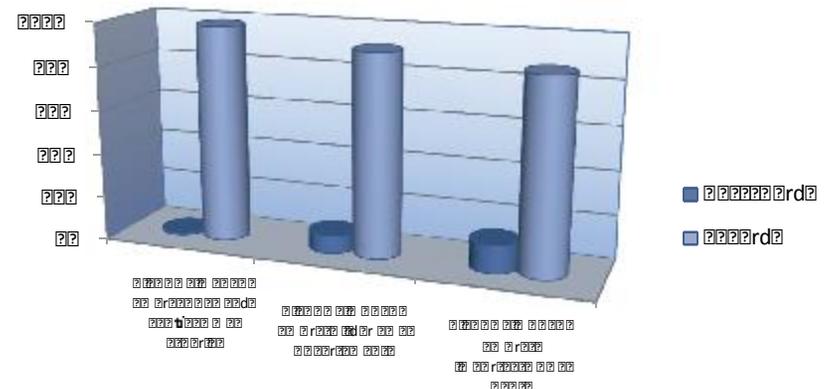
Mes	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15
Total General	11	12	11	8	9	8

Mes	Jul-15	Ago-15	Sep-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15
Total General	9	9	9	10	10	11

4.8 Nivel de Satisfacción del Usuario (NSU).

Con la finalidad de conocer la percepción de los clientes sobre la distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica recibida en el año 2015, se adelantó la aplicación de la encuesta que determina su Nivel de Satisfacción (NSU), a una muestra de los clientes atendidos en los 15 municipios en los cuales prestamos el servicio; en la misma fueron medidas dimensiones como energía, tectura, oficina y personal.

La aplicación de la encuesta, fue realizada por la Universidad Tecnológica del Chocó, de forma directa a los clientes que se acercaban a las oficinas de atención al cliente y en un porcentaje del 1.5%, en los municipio de Istmina y Tadó fueron aplicadas casa a casa. Nuestros clientes reconocen a DISPAC, como una empresa importante, líder y con un aumento significativo de clientes a nivel de la población, lo cual nos mantiene posiciones en el mercado.



Finalmente, fue obtenido como resultado de la encuesta que mide el nivel de satisfacción del usuario el 52.4%.

Se destaca de manera especial el puntaje obtenido en la variable de personal (70.2%) que mide el grado de satisfacción de los clientes al calificar la relación empresa - usuario en lo concierne a su presentación personal, amabilidad, agilidad para la atención, conocimiento de los temas consultados y la facilidad de los trámites que se adelantan en la empresa. En cuanto a la variable oficina se obtuvo un 68,6%, donde los clientes muestran aceptación por las oficinas su comodidad, ubicación, los horarios y tiempo que demoran en la atención.

En los cuadros siguientes se detalla la calificación a cada una de las variables citadas.

➤ Personal 70.2

Variables	Aportes	Evaluación
P1 La AGILIDAD con lo que lo atendieron	69,2	3,8
P2 La AMABILIDAD Y VOLUNTAD DE SERVICIO de los empleados que lo atendieron	71,9	3,9
P3 La PRESTACION PERSONAL de los empleados que lo atendieron	75,3	4,0
P4 El CONOCIMIENTO que tienen los empleados de esta atención	71,0	3,8
P5 La FACILIDAD para realizar los tramites y documentación	63,7	3,5

➤ Oficina 68.6

Variables	Aportes	Evaluación
01 Los Horarios de Atención	72,1	3,9
02 La UBICACIÓN de los puntos de atención	68,5	3,7
03 La COMODIDAD de los puntos de atención	64,0	3,6
04 El TIEMPO que demoraron en atenderlo en este punto de atención	62,9	3,5
05 El TIEMPO utilizado en su atención	66,9	3,7

Las variables de energía y factura registraron un nivel de calificación bajo que impactó notablemente en el resultado de la encuesta NSU, reflejando la percepción del cliente sobre la duración y aviso de las interrupciones, el costo de la tarifa de energía afectada por el fenómeno del Niño, y la falta de puntos de pagos, como se detalla a continuación.

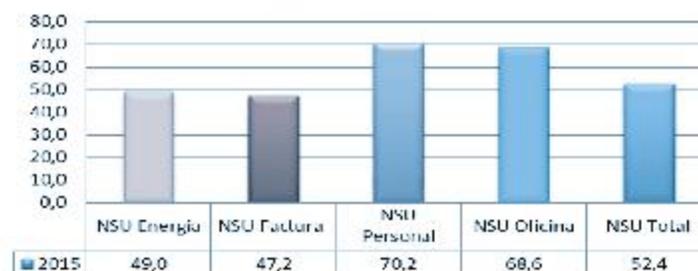
➤ Energía 49.0

Variables	Aportes	Evaluación
E1 La CONTINUIDAD en el servicio, respecto al numero de INTERRUPCIONES del servicio	48,8	3,0
E2 El servicio respecto a la duración de las INTERRUPCIONES	46,0	2,8
E3 La ESTABILIDAD en el voltaje	55,7	3,2
E4 La OPORTUNIDAD en el aviso de las interrupciones	45,9	2,8
E5 La CALIDAD general del servicio de ENERGÍA	48,3	2,9

➤ Factura 47.2

Variables	Aportes	Evaluación
F1 FACILIDAD para entender la factura	58,4	3,3
F2 EXACTITUD DE LOS COBROS con relación al consumo	45,0	2,8
F3 TIEMPO entre la entrega de la facturación y la fecha límite de pago	56,0	3,2
F4 VARIEDAD de medios de pagos	42,8	2,7
F5 CANTIDAD de puntos de pago	42,3	2,7
F6 El PRECIO del servicio de ENERGÍA	37,1	2,5

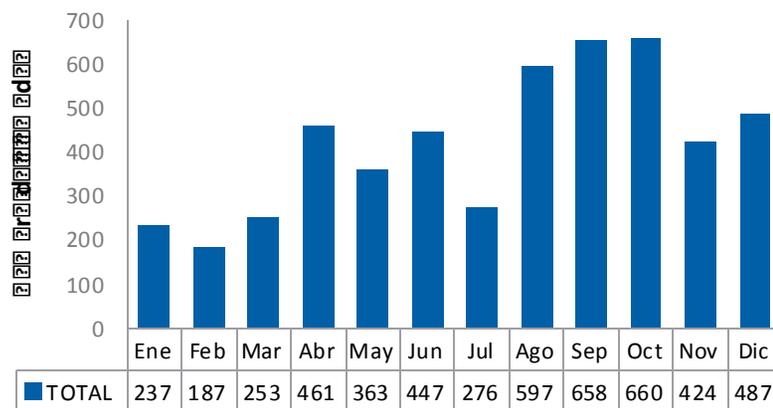
NSU SEGÚN DIMENSION DE LA ATENCIÓN



- Línea de atención gratuita call center.

Contamos con la línea 018000517777 con disponibilidad las 24 horas, que nos ha permitido mejorar la imagen ante los clientes y cambiar la cultura de la fila por la del uso del teléfono, fortaleciendo mediante este tipo de comunicación gratuita la atención a nuestros clientes en los conceptos que emergen de la prestación integral del servicio de energía, así como de los requisitos para los diferentes tramites que se adelantan en la empresa, radicación de PQR y reportes de daños.

- **Registro de atención call center.**



4.9 Resultado de la asistencia a reuniones con entes de control y comunidades.

En el 2015, la empresa asistió a reuniones con entes de control y comunidades en las cuales fueron acordados los siguientes compromisos:

Jornada itinerante de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD.

El día 21 de agosto de 2015, participamos en la capacitación y mesa de trabajo organizada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con las empresas del sector, clientes y entes de control, en la cual fueron programadas las siguientes visitas con el fin de fijar lineamientos de trabajo y soluciones generales frente a las quejas de los clientes :

El 26 de agosto de 2015 se hizo una vista por parte de la Dirección territorial y la Superintendencia delegada de Energía para revisar el tema de PQRs, en la misma se entregó consolidado de las PQRs con corte al mes de agosto de 2015 en el que se clasifican de acuerdo al ingreso y se explica el mismo.

El 26 de agosto de 2015 se verificó la situación sector de La Virgen, Quibdó, respecto de las conexiones fraudulentas, en

la misma se realizaron las labores en conjunto con la Oficina de Planeación Municipal, debido a que en esa zona no hay definición de vías de acceso

El 28 de agosto de 2015 se presentó el plan de acción de mantenimiento, reposición e inversiones. Fue realizado y entregado un diagnóstico y fueron puestas en conocimiento de la SSPD las acciones de mejoras del servicio a implementar para mejorar la calidad del servicio.

En la actualidad se viene aplicando el Plan de capacitaciones del 2016, enfocado en la difusión y capacitación de los deberes y derechos de los clientes.

Fue realizada inspección técnica de la SSPD a una muestra de cuatro inmuebles con medición centralizada en compañía de Vocales de Control, encontrándose todos en perfecto estado de funcionamiento y con una carga interna alta y mal estado de conexión interna a cargo de los clientes.

Fue presentado y aprobado por la Junta Directiva el presupuesto de inversiones B/ Bogotá, Condoto.

1. CAPACITACIÓN LÍDERES DE COMUNAS

EL día 13 de octubre de 2015, se realizó reunión de apertura al ciclo de capacitaciones dirigido a los líderes de comunas y vocales de control en temas como: Explicación de la factura y sus componentes, desviaciones significativas, actuación administrativa,

tarifas, subsidios y contribuciones, explicación de actas de inspecciones, aforos, pruebas, lecturas y usos del servicio. Esas capacitaciones nos han permitido trabajar mancomunadamente y que nuestros clientes puedan actuar de forma ante la empresa.

2. REUNIÓN COMUNIDADES FASE 1

EL día 2 de diciembre de 2015, fue realizada reunión con los líderes de cada una de las comunidades del proyecto de interconexión denominado Fase Uno que comprende localidades como: Paitó, Basurú, Carmelita, Playa Grande y Juana Marcela; en la cual fueron absueltas, mediante explicación detallada, las dudas de los clientes frente a la prestación del servicio, aplicación de subsidios, las tarifas, variación del valor del Kilovatio según lo estipulado por la fórmula tarifaria. Lo anterior con el fin de que se retroalimentaran a los demás habitantes de estas comunidades y que sirviera como soporte de la Gestión Social.



5 Gestión

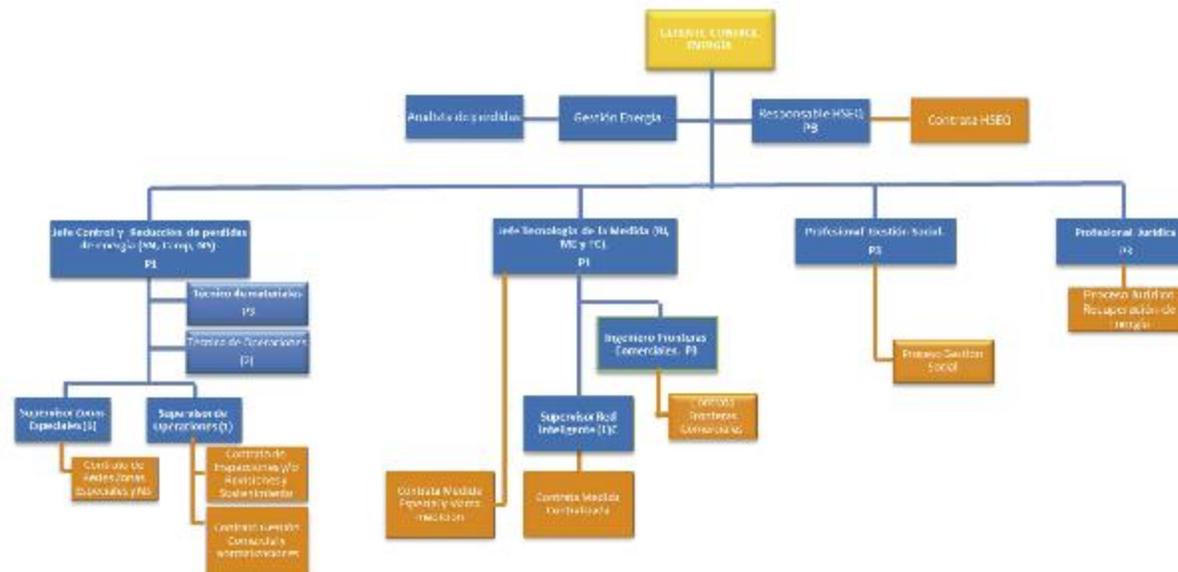
de control energía

Desde sus inicios, DISPAC ha invertido recursos humanos y económicos en la infraestructura eléctrica interconectada del Chocó, en busca de la sostenibilidad y viabilidad empresarial direccionada a la reducción y control de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica.

Debido a las condiciones especiales de la zona de influencia y pese a los esfuerzos realizados por DISPAC, los indicadores de pérdidas presentan un leve incremento comparando los últimos tres años. Por lo anterior, se establecieron parámetros específicos con respecto a las pérdidas que afectan la remuneración del nuevo gestor.

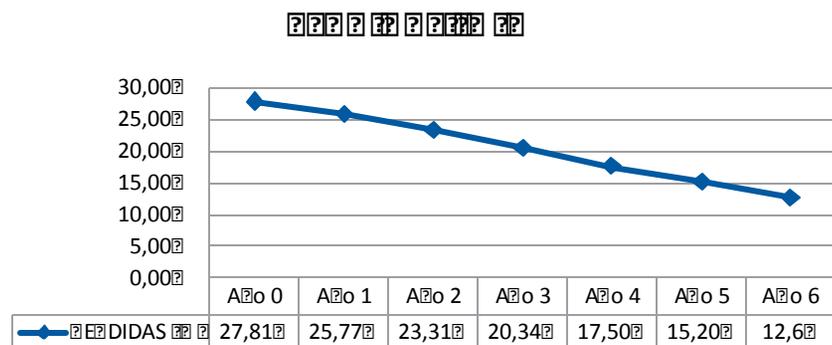
En ejecución del contrato celebrado con PROING S.A. se creó la Gerencia de Control de Energía, se presentó un Plan de Inversiones en Pérdidas de Energía eléctrica, el cual se pretende adelantar en la vigencia correspondiente a los años 2016, 2017 y 2018. Este Plan de Pérdidas obedece a las directrices planteadas en las Resoluciones CREG 172 de 2011 y 031 de 2012, además tiene en cuenta el comportamiento del mercado en el que presta el servicio como Operador de Red – OR.

La Gerencia de Control de Energía está conformada así:



En el siguiente cuadro se detalla la senda resultante de la ejecución del Plan de Pérdidas, presentado:

Año	INVERSIONES [S]	PÉRDIDAS [GWh-mes]	PÉRDIDAS [%]
2015	222.508.125	58,74	27,81%
2016	4.699.524.347	55,46	25,77%
2017	4.158.290.239	51,00	23,31%
2018	4.969.756.312	45,10	20,34%
2019	5.057.191.064	39,34	17,50%
2020	4.158.614.373	34,72	15,20%
	23.265.884.461		12,6%

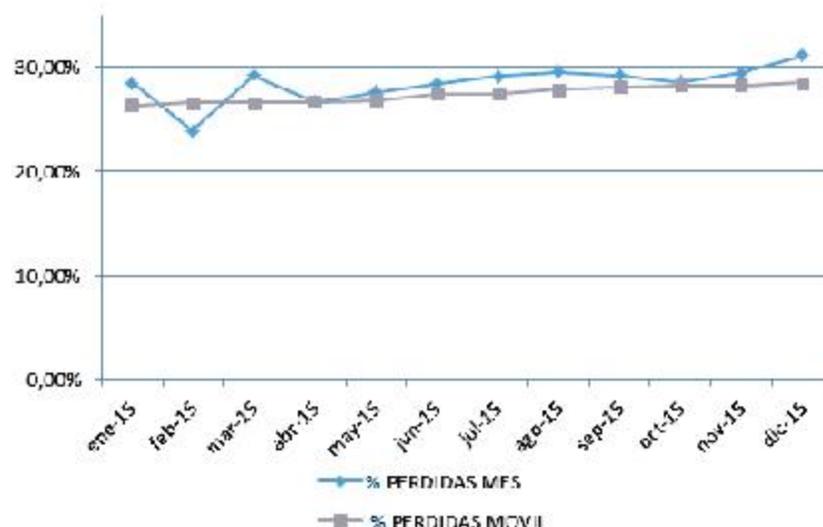


5.1 Control y reducción de pérdidas

El Indicador de Pérdidas de Energía se ubicó en 31,17% en el mes de diciembre de 2015 y un móvil de 28,52%. De esta

manera, fue necesario ajustar los planes a realizar antes de afectar el presupuesto de los programas de pérdidas para el 2015 y se tomó la decisión de aplazar los proyectos de revisión de las fronteras, medición remota y parcialmente la instalación de medida a clientes finales; estos dos últimos requieren de acciones previas como el refuerzo de la red. Actualmente, están en ejecución proyectos similares y es necesario establecer el impacto real de los mismos e identificar cuidadosamente los clientes objetivo de los proyectos para iniciar los nuevos planes de inversión, con el propósito de impactar el indicador de Pérdidas de Energía considerablemente de acuerdo con una senda establecida.

Con el objeto de reducir el Índice de Pérdidas de Energía, durante el 2015 se ejecutaron campañas para el control del nivel de pérdidas, tales como: revisión de clientes con desviaciones significativas o consumos bajos, revisión de clientes destacados, instalación de medidores convencionales, legalización de clientes con irregularidades o anomalías; acciones que han contribuido a que el nivel de pérdidas a pesar del crecimiento de la demanda de energía y la propensión al fraude por las altas tarifas, sea controlado en su crecimiento. La tendencia del comportamiento del promedio móvil del Indicador de Pérdidas comerciales del 2015, se muestra en la siguiente gráfica:

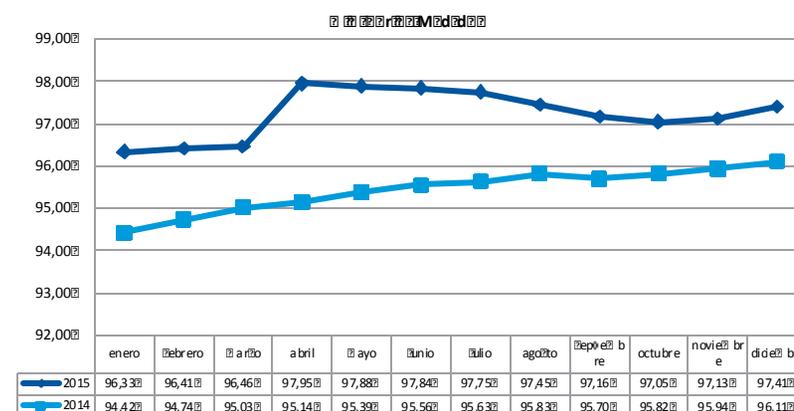


Para impedir que el nivel de pérdidas se deteriore para la vigencia 2016, en el nuevo contrato de gestión que inició el primero de agosto de 2015, se incluyó la obligación contractual de establecer un diagnóstico de corto plazo y de estructurar un plan completo de reducción de pérdidas con metas a tres y cinco años. En el periodo de transición se desarrollan los demás proyectos presupuestados y se hace énfasis en las campañas de control de energía a grupos focalizados de clientes.

5.2 Clientes medidos

En 2015, se incrementó el número de clientes medibles en un 7,4%, mientras que el porcentaje de clientes medidos tuvo un aumento del 8,9%. El porcentaje de medición para el 2015 es de 97,4%, dato que presenta un leve crecimiento respecto al año anterior. En el siguiente cuadro se presenta la evolución del número de clientes medibles y medidos.

Evolución del número de clientes medidos 2015 y 2014



La mayoría de los clientes que aún no cuentan con medición individual se encuentran localizados en zonas rurales en las que aún no se ha realizado la remodelación de las redes. En el cuadro siguiente se presenta el tipo de medidores instalados según la clase de servicio.

Tipo de medidores instalados en el mercado de DISPAC de acuerdo con la clase de servicio

2015

TIPO MEDIDOR	CLASE DE SERVICIO				TOTAL	
	Residencial	Comercial	Oficial	Industrial		
Monofásico	54.765	1.898	348	20	57.031	77,8%
Bifásico	6.085	1.002	143	29	7.259	9,90%
Trifásico	308	387	126	42	863	1,18%
Total medidores convencionales	61.158	3.287	617	91	65.153	87,6%
Medidores prepago	412	1	0	0	413	0,6%
Medidores centralizada	7.080	587	41	16	7.724	10,5%
Total prepagos y centralizada	7.492	588	41	16	8.137	11,1%
Total medidores instalados	68.650	3.875	658	107	73.290	100%

El 87,6% de la medición corresponde a medidores de tipo convencional. Del total de medidores el 77,8% son monofásicos, 9,90% bifásicos y 1,18% trifásicos, mientras que tan solo el 0,6% son prepago y 10,5% de tecnología de medición centralizada (medición remota), que también permiten la medición prepago.

5.3 Compras y ventas de energía del mercado mayorista

Las compras o ventas de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) se tranzan para periodos y horarios y puede suceder que para una determinada hora de un día cualquiera, no se tenga cobertura del 100% de la demanda mediante contratos o que existan diferencias entre las cantidades de energía contratadas y la demanda real, lo cual hace que ese delta se trance en la Bolsa. Cuando la demanda real es superior a la contratada, se realiza una compra en la Bolsa y cuando la demanda real es inferior a la contratada, se realiza una venta y; en caso que las dos demandas coincidan no hay transacción en la Bolsa.

En 2015, las compras de energía se realizaron a través de contratos de suministro de largo plazo en un 72% y de transacciones en la Bolsa de Energía del Mercado de Energía Mayorista – MEM en un 28%. Las compras de energía del año 2015 para atender el mercado regulado, incluidas las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional – STN fueron de 230,37 GWh, valor que frente a la demanda de energía del 2014 (208,1 GWh) representa un incremento del 10,68%.

En el siguiente cuadro se presentan las cantidades y precios de la energía tranzada a lo largo del año 2015:

Mes	Compra en Contratos		Transacciones en Bolsa			
	Cantidad MWh	Precio \$/kWh	Compras		Ventas	
			Cantidad MWh	Precio \$/kWh	Cantidad MWh	Precio \$/kWh
Enero	2.986	176,3	15.084	195,4	0	0,0
Febrero	8.800	176,1	7.307	167,6	9	119,9
Marzo	8.800	179,3	9.133	204,6	0	0,0
Abril	8.800	178,7	8.528	163,6	3	221,8
Mayo	10.000	154,3	7.895	247,7	93	213,0
Junio	17.200	165,5	1.704	169,3	1.074	213,5
Julio	20.260	169,4	1.671	195,8	3.304	221,5
Agosto	15.737	169,8	3.006	175,2	136	201,2
Septiembre	18.267	173,8	1.680	287,1	1.709	282,7
Octubre	12.500	167,1	6.286	301,8	6	302,4
Noviembre	21.586	176,9	1.136	303,5	4.613	303,5
Diciembre	20.016	179,3	1.995	306,3	2.313	306,4
Precio Promedio (\$/kWh)	172,1		212,0		271,8	
Cantidad Total (MWh)	164.952		65.425		13.260	
Porcentaje	76%		30%		-6%	
Valor Total (Millones \$)	28.391		13.869		3.603	

En 2015, las compras netas (compras en contratos, compras en bolsa y ventas en bolsa) de energía eléctrica realizadas para atender la demanda del mercado regulado fueron de 217,1 GWh, lo cual representa un incremento del 6,1% frente a los 204,6 GWh demandados en 2014.

La comparación del comportamiento mensual de la demanda de energía eléctrica de los años 2014 y 2015 se muestra a continuación:

Demanda mensual de energía eléctrica

Mes	2015 MWh	2014 MWh	Variación Anual
Enero	18.070,6	16.827,4	7,4%
Febrero	16.097,1	15.552,6	3,5%
Marzo	17.932,5	17.191,1	4,3%
Abril	17.324,9	16.762,7	3,4%
Mayo	17.802,2	17.226,8	3,3%
Junio	17.830,5	16.352,3	9,0%
Julio	18.627,3	17.693,5	5,3%
Agosto	18.607,7	17.567,3	5,9%
Septiembre	18.238,4	16.923,0	7,8%
Octubre	18.779,4	17.108,9	9,8%
Noviembre	18.108,4	17.651,1	2,6%
Diciembre	19.698,5	17.778,0	10,8%
Total	217.117,3	204.634,7	6,1%

El precio promedio de compra de la energía eléctrica por parte de DISPAC en el año 2015 fue de 183,4 \$/kWh, valor que fue superior al de los contratos tranzados por todos los agentes comercializadores en el MEM que fue en promedio de 155,75 \$/kWh. El valor promedio de compra en contratos por parte de DISPAC fue de 172,1 \$/kWh, el de compra en la Bolsa de 212,0 \$/kWh y el de venta en Bolsa de 271,8 \$/kWh.

La energía necesaria para atender la demanda del mercado regulado de DISPAC se compró durante el año 2015 en contratos de largo plazo suscritos con EMGESA e ISAGEN en la modalidad "Pague lo Contratado" y los descubiertos por la falta de oferta de energía se transaron en la Bolsa.

Proveedores de energía eléctrica

Proveedor	% Respecto de la cantidad contratada
ISAGEN	50,0%
EMGESA	50,0%

El suministro de energía a lo largo del año 2015, fue obtenido a través de contratos de largo plazo en un 76,0 % (164,9 GWh) y en la Bolsa del Mercado de Energía Mayorista –MEM el 24,0% restante (52,2 GWh).

5.4 Medición remota

Los transformadores con este tipo de tecnología están instalados en las zonas urbanas de los municipios de Quibdó e Istmina y siguen siendo un mecanismo efectivo para el control de pérdidas de energía. El año 2015 finaliza con 9.192 clientes intervenidos con medición remota, cantidad que al ser comparada con los 5.793 que se tenían al finalizar el año 2014, representa una variación del 58.67% de clientes con este tipo tecnología. La participación de la medición remota en el total de clientes con medida instalada alcanza el 11.6%.

A pesar que el sistema de medición remota ofrece grandes beneficios para optimizar el control de pérdidas de energía, en el 2015 las inversiones del plan de control y mantenimiento de esta tecnología fueron aplazadas para el 2016, toda vez que los recursos económicos se destinaron para cubrir la demanda de energía; por lo anterior es prioridad de DISPAC, para el 2016, encaminar todos sus esfuerzos para el funcionamiento del sistema.



del negocio de distribución

6.1 Operación y mantenimiento

Dentro de los aspectos más destacados relacionados con el Sistema Eléctrico de DISPAC, en lo que corresponde a mantenimiento y conforme a lo establecido en el contrato de Gestión DG 007 2015, el Gestor ha venido adelantando las acciones requeridas para mantener en condiciones de operación la infraestructura eléctrica de DISPAC, esto con la supervisión y seguimiento por parte de la firma interventora.

En las cinco subestaciones del sistema: Huapango, Cértegui, Istmina, la Virginia y el Siete se desarrollaron trabajos programados para dar cumplimiento a los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos, por ejemplo: inspección y limpieza de cubículos, tableros, equipos de patio, ajuste de tornillería en borneras y cambio de elementos defectuosos, bancos de baterías, banco de condensadores, inspección y limpieza de celdas en media tensión y análisis termográfico en todas ellas.



Mantenimiento de la celda de media tensión de uno de los circuitos de la subestación Huapango.

En el año 2015 se realizaron compras de materiales para los mantenimientos programados y la atención de daños, se ejecutaron labores de poda y mantenimiento de los corredores de las líneas, y redes del sistema eléctrico de DISPAC. En relación con el STR y el SDL, se han venido desarrollado trabajos de mantenimiento de diferentes clases: Limpieza en zonas de servidumbre, trabajos de mejoramiento en las redes del SDL para el cumplimiento de distancias mínimas de seguridad, arquitectura de red para la reorganización de los circuitos según el crecimiento de la demanda, expansiones y remodelación de redes.



Antes

Después

Antes y después de las labores de rocería a las líneas de 115 kV, en el tramo Quibdó (Huapango)-Certegui entre las torres 117-118-119-120-121.

Es importante mencionar que a través del contrato de Conexión y Representación de Activos con Intercolombia, DISPAC logró la modernización de la bahía de la subestación Virginia y así contar con un nuevo sistema de control en la Subestación.

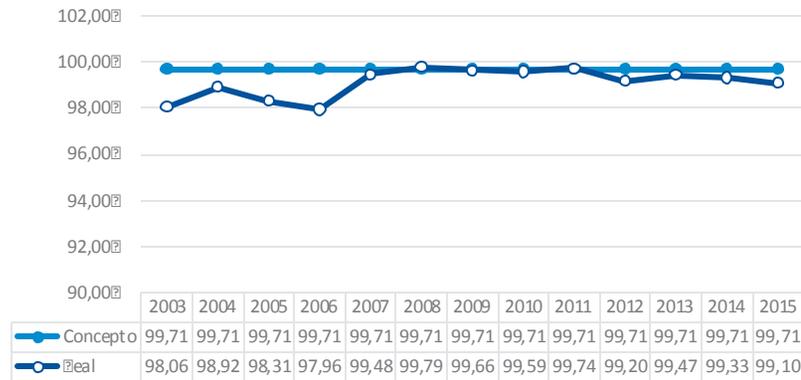
6.2 Calidad del servicio

La calidad del servicio medida en términos del tiempo de disponibilidad, durante el año 2015 logró una continuidad promedio día de 23,8 horas; lo que indica que el servicio se presta en el 99,1%.

El valor logrado en el año 2015 fue ligeramente menor a la meta prevista del 99,71%, debido especialmente a la afectación en la zona San Juan, por las pruebas realizadas por la puesta en servicio del proyecto Fase I que afectó a la Subestación Istmina.

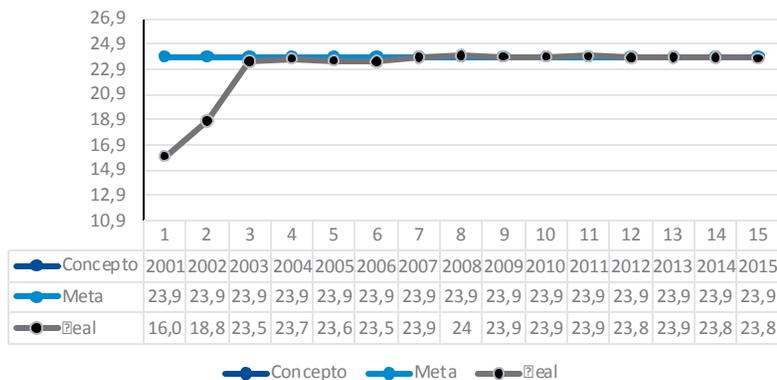
En la siguiente gráfica se presenta la evolución promedio de la disponibilidad que presentó el sistema eléctrico interconectado del departamento del Chocó del período 2003-2015:

Disponibilidad promedio de la continuidad del servicio de energía eléctrica entre los años 2003 y 2015



En la siguiente gráfica se presenta el promedio de horas de servicio al día por subestación que desde el año 2001 se ha brindado a los clientes del sistema interconectado del Chocó.

Disponibilidad promedio de la continuidad del servicio de energía eléctrica en horas día entre los años 2001 y 2015



Otro indicador que está relacionado con la calidad del servicio de energía eléctrica prestado es el porcentaje de Energía No Suministrada (ENS), la cual se viene midiendo a partir del año 2012 cuando alcanzó un porcentaje de 0,97.

Evolución de la ENS entre 2012 y 2015

Año	Demanda MWh	Energía no suministrada	
		MWh	%
2012	186.553,5	1.814	0,97%
2013	193.315,3	1.149	0,59%
2014	204.634,8	1.061	0,52%
2015	214.299,5	1.321	0,62%

6.3 Inversiones del año 2015

Para la vigencia 2015, fueron incluidos recursos en el rubro de inversión por \$22.600,7 millones de pesos en el presupuesto general de gastos, sin embargo, para DISPAC es prioridad garantizar la prestación del servicio de energía en las áreas de influencia del departamento del Chocó. Durante el 2015, se presentaron restricciones para obtener de los proveedores la energía en las cantidades suficientes, quedando la empresa expuesta a los precios de la bolsa de energía. En consecuencia, se dio la necesidad de trasladar presupuesto del rubro de inversiones al rubro de compras de energía para cumplir con los compromisos y evitar entrar en

un proceso de limitación de suministro.

Por lo anterior, el rubro de inversión final para la vigencia del 2015 fue de \$18.013,6 millones de pesos.

El cuadro siguiente muestra las cifras en relación con los recursos asignados:

Presupuesto de Gastos de Inversión de la Vigencia Fiscal 2015 PROYECTO	VALOR ASIGNADO (MILLONES \$)	EJECUCIÓN (MILLONES \$)	% DE EJECUCIÓN
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	3.911,9	2.858,3	73,07%
MODERNIZACIÓN SUBESTACIONES Y REGULACIÓN DE VOLTAJE	1.411,0	573,0	40,61%
TRANSMISIÓN	6.150,3	-	0,00%
REPOSICIÓN INFRAESTRUCTURA	842,1	279,3	33,17%
ESTUDIOS TÉCNICOS	503,8	273,6	54,31%
IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DISTRIBUCIÓN - RESOLUCIÓN CREG 097-08	988,1	705,1	71,35%
SISTEMAS DE INFORMACIÓN	150,0	2,2	1,48%
REMODELACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	1.282,7	878,7	68,50%
PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN	2.773,7	1.987,3	71,65%
TOTAL	18.013,6	7.557,5	41,95%

6.4 Proyecto de interconexión

Mediante documento CONPES 3600 de 2009, el Gobierno Nacional declaró de importancia estratégica el proyecto de interconexión eléctrica de los municipios del Medio San Juan, Medio Baudó, Bajo Baudó y Sipí del departamento del Chocó, con una inversión inicial estimada de \$29.143,0 millones de pesos para ejecutar en dos fases:

Fase 1: Ampliación de la Subestación Istmina, construcción de las subestaciones Paimadó (Chaquí) y San Miguel e interconexión del área rural del municipio Medio San Juan, para atender 2.580 clientes. La cual entró en servicio el 17 de julio de 2015.

Las fuentes de recursos para la ejecución del proyecto fueron \$13.000 millones de pesos del Fondo Nacional de Regalías -FNR, \$11.000 millones de pesos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales FAER y \$9.124 millones de pesos provenientes de recursos propios de DISPAC.

Con estos recursos se cubrieron: i) los materiales y mano de obra, ii) la interventoría administrativa y financiera del FNR, iii) Interventoría técnica, iv) suministros, diseños y administración Delegada ISA, v) lotes de subestaciones, vi) los convenios con Cocominsa, Codechoco y Acadesan, vii) pólizas y viii) gastos administrativos de DISPAC.



Comunidad de
Chaqui con servicio



Comunidad de
PROYECTO FASE II

Cabe resaltar la importancia para la región del proyecto Fase 2, el cual consiste en la construcción de las Subestaciones Boca de Pepé y Pizarro, interconexión 34,5 kV. Paimadó - Boca de Pepé - Pizarro e interconexión a 13,2 kV. San Miguel - Sipi, para atender 2.028 clientes. La Fase 2 cuenta con la aprobación de recursos del Banco Interamericano de Desarrollo – BID y hace parte del documento CONPES 3847 de noviembre de 2015: "Plan todos somos pazcífico: concepto favorable a la nación para otorgar garantía al patrimonio autónomo "fondo para el desarrollo del Plan todos somos pazcífico"

6.5 PROYECTOS FAZNI, FAER y PRONE

Por la gestión de la Gerencia de DISPAC S.A. ESP, se solicitó al Ministerio de Minas y Energía acceder a recursos FAER para

atender necesidades en los municipios de Quibdó y Condoto, por ello el Ministerio de Minas y Energía ofreció a DISPAC la administración de recursos de los fondos FAER, FAZNI y PRONE para ejecutar proyectos en otros mercados afines al de DISPAC, lo cual conlleva los siguientes beneficios:

- Amplía la cobertura y calidad del servicio (FAER) en el mercado de DISPAC.
- Genera ingresos nuevos.
- Amplía el portafolio de productos y servicios.
- Refuerza la experiencia en la administración y ejecución de proyectos.
- Mejora la imagen de la empresa y contribuye a que sea reconocida por su gestión y se posicione en el sector eléctrico.

Convenio	Valores según Resoluciones
Fazni - Cafazni 63	33.686
Faer - Cafaer 44 Chocó	9.577
Faer - Cafaer 44 Sucre	1.944
Prone - Caprone 26 Atlántico	2.221
Prone - Caprone 27 Atlántico	10.901
Total	58.327

6.6 Proyecto de refuerzo del Sistema de Transmisión Regional -STR

Se avecinan nuevos tiempos y es necesario que DISPAC contribuya a cambiar el estado de las cosas para dar a las comunidades del Chocó la oportunidad de crecer donde la electricidad juega un papel fundamental. En primer lugar, a la comunidad que actualmente cuenta con el servicio se le debe garantizar una energía con calidad y suficiencia, y en segundo lugar a las comunidades que carecen del servicio se prestar el mismo.

Para garantizar que la calidad del servicio no se desmejore ante el crecimiento de la demanda, el gobierno nacional a través de la UPME autorizó a DISPAC retorar su conexión con el Sistema Interconectado Nacional mediante la construcción de 103 km de línea a 115 kV entre las subestaciones Hispania de propiedad de EPM y la subestación Huapango de DISPAC en Quibdó.

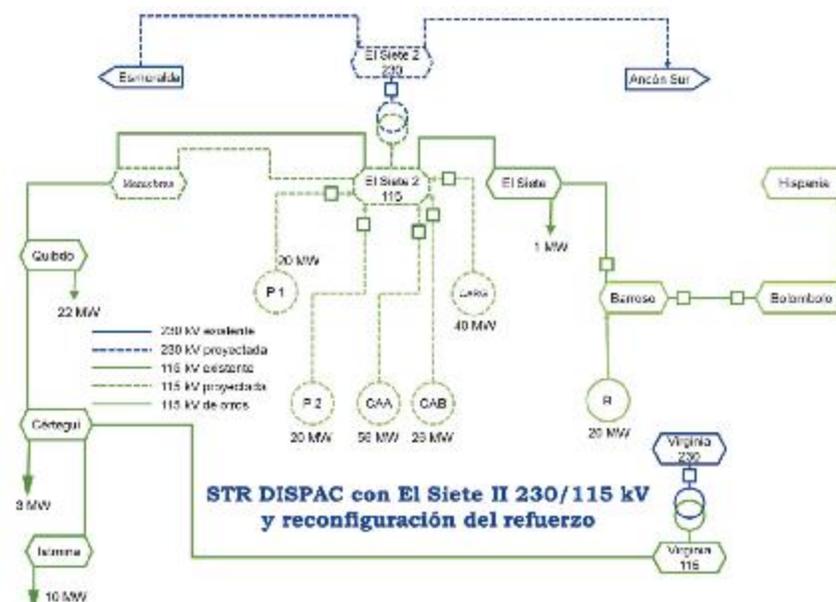
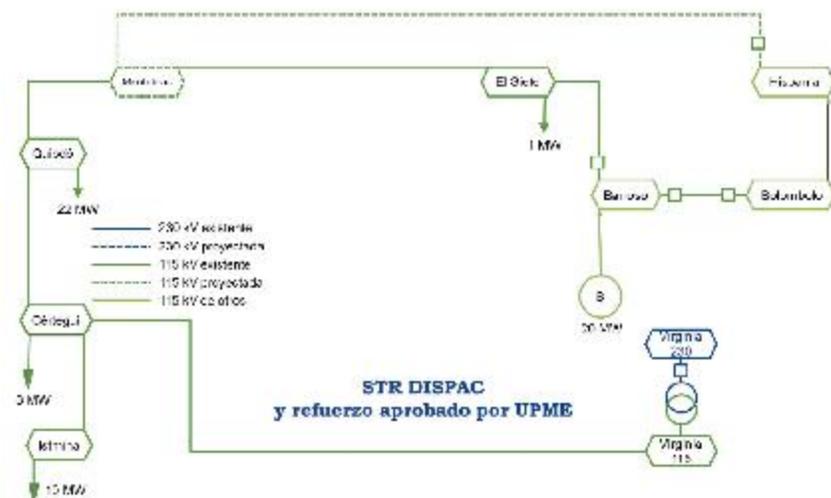
La inversión a precios de 2012 se estimó en \$30,000 millones de pesos financiados mediante crédito con el Banco de Colombia. Los recursos estuvieron disponibles en la vigencia 2015 pero su ejecución se aplazó por ajustes de diseño debidos a la presencia de generadores interesados en conectarse al sistema DISPAC.



A continuación, se hace un recuento de las actividades del proyecto:

- DISPAC recibió solicitudes de inversionistas para conectar en su sistema eléctrico cinco plantas de generación que suman 166 MW. Hoy están en firme tres plantas de generación que suman 120 MW.
- En las condiciones actuales, y aún con el proyecto de refuerzo, el sistema eléctrico de DISPAC no tiene la capacidad de recibir esta generación.
- DISPAC planteó a la UPME modificar el proyecto de refuerzo incluyendo una nueva subestación 230/115 kV cerca de la subestación El Siete de DISPAC, proyecto que inicialmente había sido descartado porque demanda de Chocó por sí sola no era suficiente argumento para su construcción.
- Mediante la Resolución 4095 de 2016, el MME adoptó el Plan de Expansión de Referencia 2015 -2029 en el cual incluyó la nueva subestación 230/115 kV con fecha de entrada en operación 30 de noviembre de 2020 y la reformulación del proyecto de refuerzo a 70 km de línea 115 kV entre las subestaciones El Siete en Carmen de Atrato y Maniobras en Quibdó.

Plan de expansión - 115 kV Proyecto de refuerzo



- La sección de 230 kV de la nueva subestación junto con las líneas de conexión a las subestaciones Ancón y Esmeralda, serán construidas mediante convocatoria pública que abrirá la UPME.
- La sección de 115 kV de la nueva subestación sería construida por DISPAC con una inversión aproximada de \$38,000 millones de pesos a precios de octubre de 2015.
- DISPAC aportaría con recursos de crédito \$12,000 millones de pesos mientras que el saldo sería aportado por los inversionistas generadores. La nueva subestación permitirá:
 - Atender el crecimiento de la demanda y expandir la cobertura
 - Ahorro de 30 km del refuerzo 115 kV
 - Aplazar futuras obras en líneas 115 kV y compensación reactiva
 - Conectar las cinco plantas de generación.
 - Inversión de terceros en activos de 230 kV por \$52,523 millones de pesos aproximadamente, mediante convocatoria UPME.
 - Recibir remuneración por \$38,000 con inversión de solo \$12,000 millones de pesos.



administrativa y financiera

DISPAC ha logrado convertir el mantenimiento de su Sistema de Gestión Integral, en una herramienta de administración integral estandarizando los procesos y la prestación de sus servicios en los 15 municipios del departamento del Chocó.

Gestión del talento humano

En el año 2015 se identificaron aspectos de alta relevancia, los cuales permitieron enfocarse en la búsqueda constante del bienestar para el trabajador, lo que conllevó a la implementación de programas educativos y de capacitación y actividades lúdicas y recreativas, todo lo anterior contemplado en el Plan Estratégico Corporativo.

Gestión Integral de HSQE

Continuando con el cumplimiento de los Planes Estratégicos establecidos para el 2015, en relación al cumplimiento de los estándares del Sistema de Gestión Integral - SGI, para el mes de junio del mismo año se llevó a cabo el primer seguimiento por parte del CIDET, ente certificador y regulador del cumplimiento de los requisitos legales, organizaciones y normativos aplicables, tales como la NTC ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 y NTC GP1000, cuyo resultado fue exitoso,

corroborando la coherencia entre las políticas establecidas por DISPAC y la ejecución en sus actividades con calidad, ambiental, seguridad y salud en trabajo y gestión pública.

Reiterando la posición de DISPAC un año más, como empresa líder en la implementación y mantenimiento del Sistema de Gestión Integral en el departamento del Chocó, ratificando la responsabilidad en materia de seguridad y salud de sus colaboradores, cuidado y preservación del medio ambiente y trabajado en la mejora continua en la calidad de la prestación del servicio, para ser reconocida entre el grupo de las empresas de energía y servicios públicos del país más importantes.



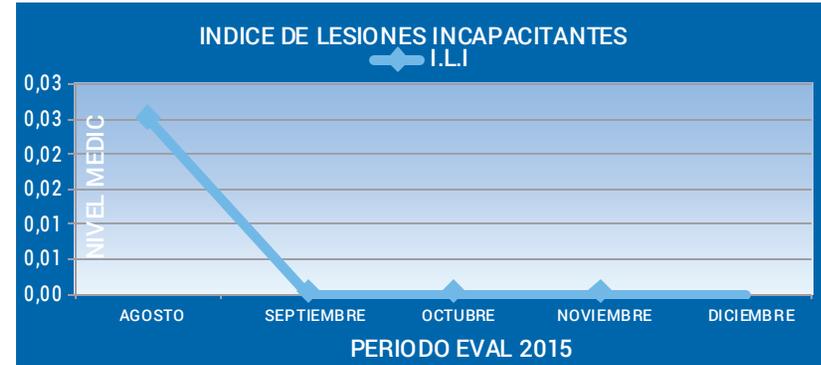


SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO - SST

Para DISPAC es de vital importancia su capital humano, por lo cual en esta gestión 2015 se han redoblado los esfuerzos por mejorar sus competencias laborales y generar una cultura del autocuidado para ser íconos de seguridad en la región.

ESTADÍSTICAS DE ACCIDENTALIDAD

Mostramos las estadísticas con las cuales se comparan las empresas del mismo sector como es el índice de lesión incapacitante, el cual se ha logrado mantener en el último trimestre en ceros.



Formación

En el periodo de gestión 2015, se certificaron en alturas a todo el personal operativo de la empresa en un trabajo conjunto con todas las gerencias comercial, de distribución y administrativa según las normativas legales vigentes.





CAMPAÑA DE MANEJO DEFENSIVO

Se implementó el uso de casco de motocicleta por parte de los trabajadores operativos y administrativos, como ejemplo del cumplimiento de la normativa nacional de tránsito, generando cultura de autocuidado, un esfuerzo que poco a poco se logra en nuestra región.

IMAGEN CORPORATIVA

Nos encontramos desarrollando durante el periodo 2015-2016 un programa de adecuación de las sedes de atención al cliente y sedes administrativas mejorando la imagen corporativa, en pro del bienestar de nuestros colaboradores y mayor comodidad para nuestros clientes.



SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (SGA)

Manejo y separación de residuos sólidos

Durante el año 2015, mediante las inspecciones periódicas de orden y aseo en puestos de trabajo, oficinas, subestaciones y demás sedes, se realizaron acercamientos para sensibilizar a los funcionarios respecto de la mejor forma de realizar la separación de residuos sólidos, como depositarlos en los puntos ecológicos y papeleras.



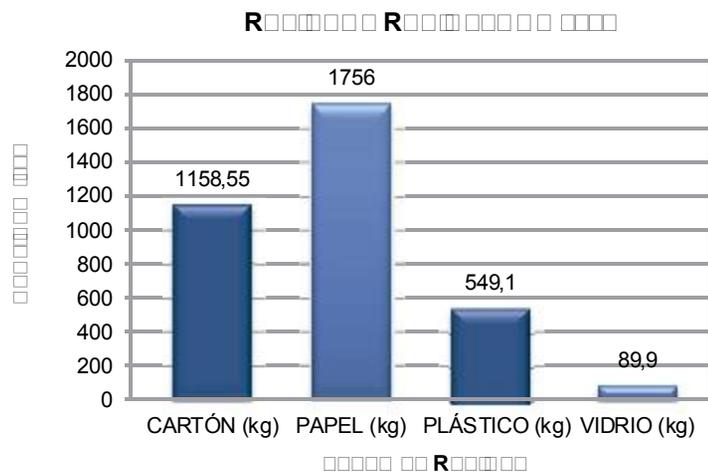
Adicionalmente se realizó entrega de los boletines de uso eficiente y racional del agua, energía, combustibles y orden y aseo.



2. Residuos sólidos reciclados

Con el fin de cumplir con las políticas ambientales y la responsabilidad social de DISPAC, los residuos sólidos reciclables producidos por la empresa son donados a la Cooperativa de Trabajo Asociado de Recicladores Unidos por Quibdó (COOPRUQ), la cual está conformada por personas de la tercera edad que se ven beneficiadas con la actividad de reciclaje y la reutilización.

CONSOLIDADO RESIDUOS SÓLIDOS RECICLADOS 2015				
Cartón (kg)	Papel (kg)	Plástico (kg)	Vidrio (kg)	TOTAL
1158,55	1756	549,1	89,9	3553,55



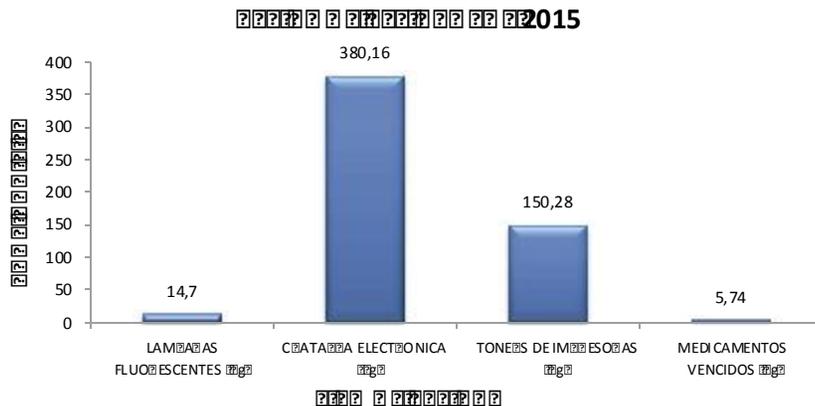
3. Residuos Peligrosos 2015



Durante el año 2015 se realizaron recolecciones periódicas de todos los residuos peligrosos producidos en todas las sedes de DISPAC, los cuales son almacenados en el punto de acopio intermedio (bodega) para luego hacer transporte y disposición final mediante empresa certificada.



CONSOLIDADO DE RESIDUOS PELIGROSOS 2015			
Lámparas fluorescentes (kg)	Chatarra electrónica (kg)	Toners de impresoras (kg)	Medicamentos vencidos (kg)
14,7	380,16	150,28	5,74



4. Gestión manejo de PCB.



Con el ánimo de dar cumplimiento a la resolución 0222 por la cual se establecen los requisitos para la gestión ambiental integral de equipos y desechos que contienen o están

contaminados con BIFENILOS POLICLORADOS (PCB) se realizó el inventario, etiquetado e identificación de los transformadores desmontados y sospechosos de PCB dando el tratamiento correspondiente según el Plan de Manejo Ambiental del 2015, con el fin de prevenir derrames y mitigar la contaminación ambiental por este aspecto.



Gestión administrativa

Adicional al apoyo y compromiso general mostrado en el proceso de implementación y certificación del Sistema de Gestión Integral, los grupos de logística y almacén lideraron actividades de alto impacto como el mejoramiento de espacios para disposición de residuos sólidos y residuos peligrosos. Se dispuso de puntos de acopio en sedes administrativas, almacén y subestaciones, lo cual no solo demandó una importante inversión económica sino la implementación de mecanismos para el control y mantenimiento del sistema.

De igual forma fueron necesarias inversiones en los vertimientos de aguas de escorrentía y residuales. Esta última requirió la instalación de pozos sépticos en subestaciones y trampas de grasa, cárcamos y canalizaciones en el almacén.

Al cierre de la vigencia se adelantó un proceso de baja de material desmontado de líneas y redes para el cual se abrió un proceso de oferta pública, adjudicado al interesado que cumpliera requisitos contractuales y mejor oferta económica. Este procedimiento cumplió con toda la normatividad aplicable en materia ambiental y reportó ingresos por excedentes a la empresa por aproximadamente \$130.000.000 (COP). Adicionalmente, permitió cumplir con acciones de mejoramiento establecidas en materia de seguridad industrial, permitiendo el ordenamiento de los

espacios en bodega y la transición a un nuevo espacio de almacenamiento de materiales que cumple con todas las condiciones mínimas requeridas.

GESTIÓN DE ALMACÉN Y LOGÍSTICA

Para la vigencia de 2015, los procesos de almacén y logística intensificaron su actividad en el apoyo con el resto de áreas o procesos de la empresa, en pro de dinamizar y minimizar los tiempos de entrega de materiales, herramientas y necesidades de los mismos. Estas mejoras contribuyen a que los niveles de productividad de las áreas sean más eficientes en el cumplimiento de sus actividades.

Desde logística y con el apoyo del área de HSEQ se establecieron normas y protocolos de acceso a las instalaciones de la empresa, reduciendo el ingreso de índole personal, lo cual disminuía los índices de productividad del personal. Con la entrada en vigencia de esta norma se logró

un ambiente más laboral y productivo para los funcionarios.

Para el segundo semestre y gracias al apoyo de la Gerencia central del Gestor, se reforzó el parque automotor de la empresa con la entrada de más vehículos a la obra, pasando de 17 a 25 vehículos, lo cual incrementó la capacidad operativa en cada una de las áreas beneficiadas, contribuyendo así a mejorar los niveles de operatividad de las mismas.

Igualmente con la puesta en servicio de SISPROING, se reforzó el control de materiales en la bodega y a su vez una mejor trazabilidad en la entrada y salida de los mismos, permitiendo tener un stock de materiales más actualizado. Esta herramienta tecnológica es de gran ayuda, ya que facilita la labor del personal tanto de almacén como de las áreas o procesos que solicitan material o herramientas para sus actividades diarias, permitiéndoles a estos tener acceso en red y verificar en tiempo real las existencias, y faltantes.



8 Responsabilidad

Informe de Gestión 2015 | DISPAC S.A.E.S.P.

63

Social Empresarial RSE

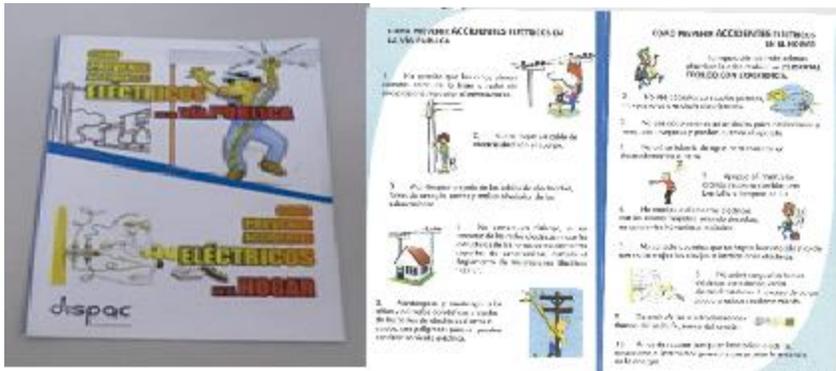
Durante el año 2015 DISPAC, siguiendo los lineamientos del Plan de responsabilidad social empresarial aprobado para la vigencia continuó con la realización de actividades por medio de una inversión de \$214 millones de pesos, estas son las siguientes:

Suscripción de contratos con los principales medios de comunicación del departamento del Chocó, con la finalidad de fortalecer la imagen corporativa, donde se hace énfasis en cómo evitar accidentes en el hogar, en vías públicas por el uso inadecuado del fluido eléctrico, consejos de ahorro de energía en navidad, publicación de consignaciones (donde se le informa a la comunidad las zonas y las fechas de suspensión de energía), tarifas y afectación del fenómeno del niño en el sector energético. En el siguiente cuadro se relacionan los principales medios con los que se contrató en el 2015:

Relación de los principales medios de comunicación en el Chocó

Medio	Sitio donde opera
Estrella Televisión	Quibdó
Emisora Lloro Stereo	Municipio de Lloró
Emisora Brisas del San Juan	Istmina
Emisora Soberana Stereo	Tadó
Platino Stereo	Condoto
Emisora Ecos del Atrato	Quibdó
Emisora Star Radio	Quibdó
Emisora la Voz del Choco	Quibdó
Emisora Cocomacia Stereo	Quibdó
Radio Universidad del Choco	Quibdó
Periódico Chocó 7 días	Quibdó
Periódico Siglo 21	Quibdó
Redes y Comunicaciones	Quibdó

- Elaboración de plegables informativos sobre cómo prevenir accidentes eléctricos en la vía pública y en el hogar.



- Plegables informativos sobre uso racional del fluido eléctrico para disminuir costos en el pago de la factura mensual.



- Distribución de juguetería a la población infantil de áreas rurales y barrios subnormales del departamento del Chocó.

Para la presente vigencia se hizo presencia en las instituciones educativas y se capacitó a la población infantil sobre el uso racional y eficiente del fluido eléctrico y todos los peligros que de su mala utilización se derivan. Apoyados en los medios de comunicación y en las visitas domiciliarias realizadas por las trabajadoras sociales se brindó capacitación a la población adulta sobre todos los aspectos relacionados con la prestación del servicio y cómo crear una buena cultura de pago por los servicios públicos domiciliarios, ya que estos contribuyen al desarrollo de las poblaciones y al mejoramiento de la calidad de vida de los clientes.



legal

Para el año 2015 el número de procesos judiciales vigentes en contra de DISPAC era de 34. Hay que indicar que se terminaron algunos e ingresaron otros, que de acuerdo con el tipo de acción instaurada, riesgo procesal y cuantía pretendida, ubican el valor de las demandas en curso en el orden de los \$11.553,8 millones de pesos como lo muestra el siguiente cuadro:

Procesos en contra de DISPAC que cursan a finales del año 2015

Tipo de acción	Riesgo demanda	Cantidad	Cuantía demanda (Millones \$)
Responsabilidad Civil Extra-contractual	Alto - Medio - Bajo	11	2.700,4
Acción de Grupo	Medio	1	250,0
Servidumbre	Medio	2	570,0
Ordinario Laboral	Alto	1	350,0
Ordinario Civil	Medio	1	264,3
Ordinario Contractual	Medio	1	98,5
Reparación Directa	Alto - Medio - Bajo	12	7.320,8
Populares	Bajo	4	-
Total		34	11.553,8

De otra parte, en el año 2015 se instauraron 12 tutelas, respecto de los siguientes derechos, los cuales muestra el siguiente cuadro:

Tutelas instauradas en los años 2014 y 2015

Derechos	2015	2014
Petición	3	6
Debido proceso	2	2
Paz	0	1
Violación derechos fundamentales	5	1
Vida digna	2	0
Total	12	10

Del total de tutelas instauradas en contra de DISPAC en el año 2015, tres fueron procedentes como lo muestra el siguiente cuadro:

Tutelas procedentes e improcedentes años 2014 y 2015

Derechos	2015	2014
Procedente	3	1
Improcedente	9	9
Total	12	10



presupuestal

10.1 Presupuesto de ingresos de la vigencia 2015

El presupuesto de ingresos aprobado por el CONFIS y refrendado por la Junta Directiva aprobado para la vigencia fiscal correspondiente al año 2015 ascendió a los \$102.539,5 millones de pesos. El valor del recaudo de ingresos del año 2015 se ubicó en el orden de los \$92.642,9 millones de pesos que corresponden a un 90,3% del valor presupuestado.

La disponibilidad inicial presupuestada para el año 2015 era de \$5.494,1 millones de pesos, sin embargo, la real fue de \$10.543,0 millones de pesos, debido principalmente al ingreso de recursos en diciembre de 2014, tales como el desembolso del Fondo Nacional de Regalías y EPM.

Los ingresos de explotación alcanzaron un recaudo del 95,8%, explicado por el cumplimiento de la venta de servicios al usuario final que tuvo un recaudo del 95,1% y los otros ingresos de

explotación (STR y STN) que lo hicieron en un 98,2%, debido a la negociación con Empresas Públicas de Medellín, que permitió a DISPAC por concepto del uso de infraestructura compartida de nivel de tensión 4 que hace EPM entre Bolombolo y Ciudad Bolívar de la línea 110 KV Bolombolo – Quibdó.

En lo que a aportes de la nación corresponde, la ejecución real se aproximó al valor presupuestado, ya que ingresaron recursos del FAER por \$2.372 millones de pesos y se recibieron en buena parte los aportes por parte del ministerio, vía subsidios.

En cuanto al crédito del sector financiero, es importante anotar que no se realizó el desembolso de los \$6.000 millones de pesos con destino a la ejecución de la inversión del retorzamiento ya que su inicio se aplazó para el 2016.

En el siguiente cuadro se muestra el presupuesto de ingresos del año 2015.

Presupuesto de ingresos de la vigencia 2015

CONCEPTO	Presupuesto vigencia 2015 millones \$	Recaudos vigencia 2015 millones \$	Ejecución de la vigencia 2015 %
DISPONIBILIDAD INICIAL	5.494,1	10.543,1	191,9%
INGRESOS CORRIENTES	84.593,4	81.015,1	95,8%
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	62.466,6	59.876,6	95,9%
VENTA DE SERVICIOS A USUARIO FINAL	47.835,6	45.504,8	95,1%
OTROS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	14.631,0	14.371,9	98,2%
APORTES	20.526,4	20.521,3	100,0%
APORTES DE LA NACIÓN	20.526,4	20.521,3	100,0%
OTROS INGRESOS CORRIENTES	1.600,4	617,2	38,6%
OTROS INGRESOS	1.069,5	154,6	14,5%
COMISIÓN POR RECAUDO A OTRAS ENTIDADES	530,9	462,5	87,1%
INGRESOS DE CAPITAL	12.452,0	1.064,8	8,7%
RECUPERACIÓN DE CARTERA	1.200,0	948,1	79,0%
RENDIMIENTOS FINANCIEROS	252,0	136,7	54,3%
CRÉDITO INTERNO	11.000,0	-	-
PROVEEDORES	5.000,0	-	-
SECTOR FINANCIERO	6.000,0	-	-
TOTAL INGRESOS	97.045,4	82.099,9	84,6%
TOTAL INGRESOS + DISPONIBILIDAD INICIAL	102.539,5	92.643,0	90,3%

10.2 Presupuesto de gastos de la vigencia 2015

En lo que se refiere al presupuesto de gastos de la vigencia 2015, se tenían aprobados recursos por \$102.539,5 millones de pesos de los cuales \$587,6 millones de pesos corresponden a la disponibilidad final y \$101.951,9 millones de pesos a gastos de la vigencia 2015, de este último valor se comprometieron recursos por \$87.845,1 millones de pesos es decir, un 86% de lo presupuestado.

Del total de compromisos adquiridos se realizaron pagos en el año 2015 por \$82.317,0 millones de pesos equivalentes al 94 %, quedando cuentas por pagar de \$5.528,1 millones de pesos.

En el cuadro siguiente se muestra la ejecución del presupuesto de gastos de la vigencia 2015.

Presupuesto de gastos de la vigencia 2015

NOMBRE DEL RUBRO	Presupuesto vigencia 2015 millones \$	Compromisos de la vigencia 2015 millones \$	Pagos de la vigencia 2015 millones \$	Compromisos vs presupuesto %	Pagos vs compromisos
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	6.162,3	4.749,3	4.629,2	77,1%	97,5%
GASTOS DE PERSONAL	1.265,7	1.014,3	1.014,3	80,1%	100,0%
GASTOS GENERALES	3.923,8	2.897,3	2.890,8	73,8%	99,8%
TRANSFERENCIAS CORRIENTES	972,8	837,6	724,1	85,1%	85,4%
GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	72.558,7	70.385,7	66.063,0	97,0%	93,9%
GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	46.765,4	46.236,9	46.108,6	98,9%	99,7%
COMPRA DE SERVICIOS PARA LA VENTA	46.182,3	45.653,8	45.525,5	98,9%	99,7%
OTROS GASTOS DE OPERACIÓN	583,1	583,1	583,1	100,0%	100,0%
GASTOS DE PRODUCCIÓN	25.793,3	24.148,8	19.954,4	93,6%	82,6%
DEUDA PÚBLICA	630,1	565,4	512,5	89,7%	90,6%
SERVICIO DE LA DEUDA INTERNA	630,1	565,4	512,5	89,7%	90,6%
GASTOS DE INVERSIÓN	22.600,7	12.144,6	11.112,2	53,7%	91,5%
TOTAL GASTOS	101.951,8	87.845,0	82.316,9	86,2%	93,7%
TOTAL GASTOS + DISP.FINAL	102.539,5	87.845,0	82.316,9	85,7%	93,7%

En lo que respecta a gastos de funcionamiento los compromisos fueron de \$4.749,3 millones de pesos alcanzando un cumplimiento del 77,1 de % frente al presupuesto.

El presupuesto inicial aprobado de gastos de operación comercial era de \$71.331,8 millones de pesos, sin embargo, por el alto precio de compra de energía del año 2015, se hizo necesario solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público la aprobación de un traslado de \$1.227,0 millones de pesos del rubro de gastos de funcionamiento al rubro de operación comercial en el mes de junio de 2015, quedando en \$72.558,7 millones de pesos. Estos gastos tuvieron un cumplimiento del 97%. En este rubro los más destacados fueron las compras de servicio para la venta que fueron de \$45,653,8 millones de pesos comprometidos y \$45.525,5 millones de pesos efectivamente pagos, para una ejecución del 99%.

Los gastos de producción por su parte, se comprometieron \$24.148,8 millones de pesos de \$25.793,3 millones de pesos apropiados, para una ejecución del 93,6%.

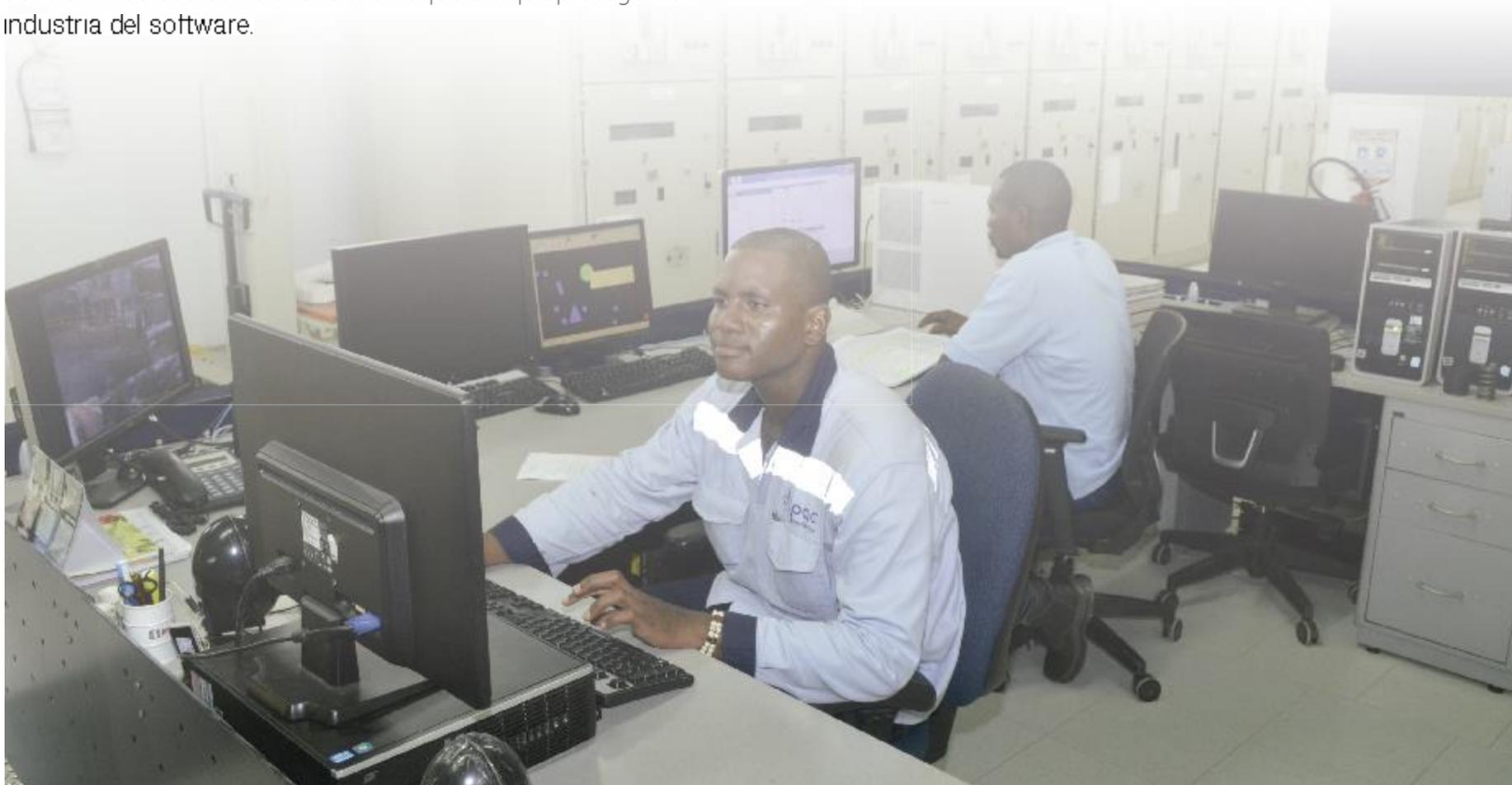
Los gastos de inversión de la vigencia 2015 fueron de \$22.600,7 millones de pesos de los cuales se comprometieron \$12.144,6 millones de pesos es decir el 53,7% y se pagaron \$11.112,2 millones de pesos que equivalen al 91,5% de los compromisos adquiridos.

En este rubro se realizó traslado presupuestal por valor de \$4.587,1 millones de pesos de reducción de pérdidas al rubro de compra de energía y costos asociados en el mes de diciembre.



intelectual

DISPAC, conforme a la Ley 603 de 2000 cumple con las normas de propiedad intelectual y derechos de autor, dentro de las cuales se encuentran aquellas que protegen la industria del software.

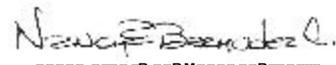




MPR **R** **P**
 (E

	P	P	MPR
Integración	85.082.849	75.572.7	
Costos de producción	(7.174.025)	(65.94.755)	
Diferencia	(70.581)	(4.9.741)	
Administración	(474.109)	(1.449.182)	
Pr	(1.876.91)	(2.9.140)	
MPR	(1.642.621)	(287.841)	
P			
R			
Integración	52.626	458.904	
Costos de producción	(805.496)	(262.0.9)	
Operación	62.909	1.025.52	
Operación	(41.7.1)	1.264.168	
MP			
Impuesto sobre la renta e impuesto para la edad	(29.4.4)	(489.164)	
R			
P			





Mónica M.
R

CÉSAR MERA CAMPO
R

Nancy Bermejo
R

TP: 0084-T
 Ver In e Adunto

MPR **R** **P**
M **R**
 (E

	P	M	R
R			
P			
D	786.474	1.800.970	
A	476.150	245.111	
P	190.449	1.664.206	
C	600.262	2.166.070	
P		1.016.851	
P		5.000.000	
ta			
P			
A	6.480.749	18.080.044	
A	16.156	87.017	
P		1.489.606	
D	940.860	2.504.020	
P			
M			
R			
E	929.660	(1.511.665)	
D	814.456	2.156.149	
O	4.066.210	687.587	
R	(180.166)	19.109	
I	(257.62)	216.482	
C	52.192	(70.791)	
C		(1.469.606)	
D	(2.606.41)	(4.29.786)	
R			
R			
C	(41.526)	(1.841.799)	
R	(2.156.219)	1.40.926	
O	(895)	619	
P	480.427	(7.081.677)	
R	(94.609)	(171.195)	
R			
M			

Los datos de 1 al 21 de 2015 corresponden al Estado Intermedio
 Los datos de 22 de 2015 al 31 de 2015 corresponden al Estado Intermedio Final
 Los datos de 2014 corresponden al Estado Intermedio Final

[Signature]
 R M P M
 R P M

[Signature]
 M R M M P
 R P P
 P

[Signature]
 R M P TP 0084 T
 M P
 (Ver Infort e Ad Infort)

M.P.R. (Entradas)				
M.P.R. (Entradas)				
(Entradas)				
M.P.R.		M.P.R.		
M.P.R.		M.P.R.		
M.P.R.				
	Pérdidas	1.211.600	19.422	El ingreso de...
	Diferencias	476.150	245.111	El ingreso de...
	Prerrogativas	60.262	2.166.070	
	Prerrogativas	477.200	200.000	
	Prerrogativas	5620.9	507.769	
	Actividades	190.449	1.664.2.6	
	Actividades			
M.P.R.	Actividades	29.20.40	29.247.415	Costos de...
	(1) Prerrogativas	19.099.209	16.896.87	Costos de...
	Prerrogativas			
M.P.R.	Costos de...	10.897.46	7.926.741	El ingreso de...
	(1) Prerrogativas	85.082.850	66.870.682	El ingreso de...
	Rentabilidad de cartera			
M.P.R.	Costos de...	6.896.600	1.919.126	Margen de...
	(1) Prerrogativas	76.701.715	67.168.610	El ingreso de...
	Rentabilidad de...			
M.P.R.	Actividades	286.482	471.189	Margen de...
	(1) Prerrogativas	19.099.209	16.896.87	El ingreso de...
	Actividades de...			
M.P.R.	Actividades	286.482	471.189	Costos de...
	(1) Prerrogativas	19.099.209	16.896.87	El ingreso de...
	Rentabilidad de...			
M.P.R.				
M.P.R.	Prerrogativas	24.099.209	21.896.87	Actividades de...
	(1) Prerrogativas	196.2.905	19.4.610	El ingreso de...
	Rentabilidad de...			
M.P.R.	Prerrogativas	172.224.696	1714.8.220	Prerrogativas de...
	(1) Prerrogativas	19.099.209	16.896.87	El ingreso de...
	Prerrogativas			
M.P.R.	Prerrogativas	172.224.696	1714.8.220	Prerrogativas de...
	(1) Prerrogativas	196.2.905	19.4.610	El ingreso de...
	Prerrogativas			

Actividades

Actividades de Mantenimiento	Logística	85 082 849	75 157 217	Idoneidad de los recursos humanos
Actividades de Mantenimiento	Actividades	19 176 478	18 728 108	Idoneidad de los recursos humanos
Actividades de Mantenimiento	Logística	85 082 849	75 157 217	Idoneidad de los recursos humanos
Actividades de Mantenimiento	Actividades	19 622 905	19 146 610	Idoneidad de los recursos humanos
Actividades de Mantenimiento	Logística	85 082 849	75 157 217	Idoneidad de los recursos humanos
Actividades de Mantenimiento	Actividades	11 442 200	11 442 200	Idoneidad de los recursos humanos

Recursos Humanos

Mantenimiento	Idoneidad de los recursos humanos	8 205 240	6 522 741	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	() Logística	85 082 849	75 157 217	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	Mantenimiento			
Mantenimiento	Idoneidad de los recursos humanos	6 520 720	7 589 767	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	() Logística	85 082 849	75 157 217	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	Mantenimiento			
Mantenimiento	Idoneidad de los recursos humanos	786 474	1 801 970	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	() Logística	85 082 849	75 157 217	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	Mantenimiento			
Mantenimiento	Idoneidad de los recursos humanos	786 474	1 801 970	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	() Logística	11 442 200	11 442 200	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	Mantenimiento			
Mantenimiento	Idoneidad de los recursos humanos	786 474	1 801 970	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	() Logística	1 442 442	1 442 442	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	Mantenimiento			
Mantenimiento	Idoneidad de los recursos humanos	172 224 696	171 482 220	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	() Logística	1 442 442	1 442 442	Idoneidad de los recursos humanos
Mantenimiento	Mantenimiento			

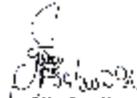
[Firma]
 V. G. R. M. P. M. P.
 R. P. R. P. P. P. P. P.

[Firma]
 V. G. R. M. R. P. M. P.
 P. P. P. P. P. P. P.
 P. P. P. P. P. P. P.

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. COMPOSICIÓN Y PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 (Expresado en pesos colombianos)

Participación	Código	Participación		Participación		Participación		Participación
		Código	Valor	Código	Valor	Código	Valor	
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	100.000	9854.8	98.548.000.000	9854.8	98.548.000.000	882	88.200.000	75,0271
MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	100.000	28.000	280.000.000	28.000	280.000.000			24,9725
ELECTRICADORA DEL QUILA S.A. E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000			0,0001
EMPRESA DE ENERGÍA DE COACASA E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000			0,0001
E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000			0,0001
EMPRESA DE ENERGÍA DE CONDINAMARCA S.A. E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000			0,0001
TOTAL								

4041061


 R.M.P.M.
 R.P.R.


 R.M.R. M.P.
 R.P.
 P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014**

(Expresados en miles de pesos colombianos)

NOTAS A LA INFORMACIÓN CONTABLE**NOTA 1. NATURALEZA JURÍDICA**

La empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. "DISPAC", es una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la comercialización y distribución de energía eléctrica, constituida como sociedad anónima, con capital mixto, en la cual el estado es poseedor de la mayoría del capital social, con domicilio en la ciudad de Quibdó, departamento del Chocó, Colombia.

DISPAC se constituyó el 11 de diciembre de 2001, mediante escritura pública Nro. 3659 de la Notaría 24 del Círculo de Bogotá. Mediante licitación pública, a través del Gestor Consorcio Interaseo S.A. ESP, Eléctricas de Medellín S.A. y Consultores Unidos S.A., se encomendó la administración del establecimiento de comercio de distribución y comercialización de energía eléctrica en 15 municipios del departamento del Chocó, para el periodo comprendido entre el 29 de julio del año 2002 y el 31 de marzo del año 2012.

A través de la licitación pública Nro. DG-002.2012, para el período comprendido entre el 1° de abril del año 2012 a 31 de julio del año 2014, se adjudicó a la empresa Eléctricas de Medellín Ingeniería y Servicios S.A., la administración del establecimiento de comercio de distribución y comercialización de energía eléctrica de la zona de influencia. Al cierre del primer semestre del año dicho contrato finalizó su primera etapa contractual, para lo cual se firmó otro si de prórroga Nro. 2 que ampliaba el término de la gestión inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2014. Posteriormente fue complementado con el otro si Nro. 3 de prórroga el cuya vigencia terminó el 31 de julio de 2015.

Igualmente y a través de la licitación pública Nro. DG-001-2015, para el periodo comprendido entre el 1° de agosto de 2015 a 31 de julio del año 2018, se adjudicó a la empresa PROING, la administración del establecimiento de comercio de distribución y comercialización de energía eléctrica de la zona de influencia.

Principales contratos celebrados por DISPAC en el año 2015.

- Contrato de Gestión: A partir de agosto del 2015, DISPAC tiene un nuevo modelo de gestión en el cual el nuevo gestor – Proyectos de Ingeniería S.A.- PROING S.A. - administra el establecimiento de comercio y, en general, ejecuta las actividades que comprenden el giro ordinario de los negocios, bajo la supervisión de una

interventoría externa, mientras que DISPAC gestiona los procesos asociados con la planeación de la expansión de mediano y largo plazo, el análisis regulatorio, la proyección y planeación financiera y el endeudamiento de largo plazo.

La remuneración del gestor se da en función de la facturación al usuario de los cargos de distribución y comercialización más un porcentaje fijo a aplicar por la ingeniería, administración y ejecución de los recursos de inversión disponibles por parte de DISPAC. El valor de la remuneración incluye el cumplimiento de metas en indicadores como: nivel de recaudo, pérdidas de energía y calidad del servicio.

- **Interventoría externa al contrato de gestión:** Está a cargo de la Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería – DEPI Ltda., cuyo alcance incluye pero no se limita a la interventoría técnica, financiera, contable, jurídica, medioambiental, socio-predial, administrativa, de seguros, operativa y de mantenimiento del contrato de gestión. Al igual que el contrato de gestión, el contrato de interventoría tiene una duración hasta 31 de julio de 2016. La remuneración de la interventoría externa tiene un componente fijo y uno variable relacionado con la interventoría a los contratos de inversión que se realicen con recursos de DISPAC.
- **Encargo fiduciario:** El contrato de gestión estableció

que los recursos de DISPAC, debían ser administrados a través de un encargo fiduciario, por lo tanto a partir del 20 de abril del año 2012, se suscribió con la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) un contrato interinstitucional de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos, dándose terminada la operatividad de este a finales de octubre de la vigencia 2013.

El 30 de septiembre de 2013 se suscribió entre DISPAC y Fiduciaria Bancolombia S.A. el contrato No. 5287 de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos, con vigencia hasta 31 de julio de 2015. El 30 de julio de 2015, DISPAC y Fiduciaria Bancolombia S.A. celebraron el contrato No. 8130 de fiducia mercantil irrevocable de administración y pago, con un plazo de 4 meses hasta el 30 de noviembre de 2015, el 25 de noviembre se firmó un otrosi ampliando el plazo hasta el 31 de diciembre de 2015.

- **Soporte y mantenimiento tecnológico de DISPAC:** El 25 enero de 2012 se suscribió con la empresa de Energía de Boyacá – EBSA S.A E.S.P, un contrato con el objeto de prestar los servicios de administración del datacenter de DISPAC en la ciudad de Quibdó, que incluye la guarda y custodia de todos los equipos y elementos que se encuentran en él, la garantía de la operación y disponibilidad de todos los sistemas de información de DISPAC, y de los servicios de hosting y respaldo de los demás

sistemas de información e infraestructura tecnológica de DISPAC, con una vigencia hasta el 31 de julio de 2014, y un valor aproximado de \$3.012.705.948.

El 18 de junio y 28 de agosto de 2014 se firmó el otro sí Nro.1 y Nro. 2, ampliando el plazo del contrato del 1° de agosto de 2014 al 31 de enero de 2015 y el valor en \$620.000.000.

El 31 de octubre de 2014 se firmó el otro sí Nro. 3 para cubrir el servicio de soporte y mantenimiento tecnológico del 1° de febrero al 31 de julio de 2015, en el cual se amplió el valor en \$520.000.000. De esta forma, el contrato tiene un costo final acumulado de \$4.152.706.000.

El 29 de julio de 2015, se suscribió el Otrosí Nro. 4 mediante el cual se prorrogó el plazo del contrato a cuarenta y cinco (45) meses y se aumentó el valor del contrato a \$4.366.102.168.

El 16 de octubre de 2015, se suscribió el Otrosí Nro. 5 mediante el cual se prorrogó el plazo del contrato a cuarenta y siete (47) meses y se aumentó el valor del contrato a \$4.495.606.314.

- Proyecto Fase I. El 16 de mayo de 2013, se suscribió el contrato de obra con DISICO S.A., para ejecutar

el proyecto FASE I, cuyo objeto es la prestación de suministros, transportes, construcción, montajes electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de líneas y subestaciones de la fase I del proyecto de interconexión eléctrica 34,5 kV entre Istmina, Paimadó y San Miguel, con transformación 115/34.5 KV de 17 MVA en Istmina y subestaciones asociadas de 34.5/13.2 KV en el Medio San Juan en el departamento de Chocó. Este contrato inició el primero de junio de 2013 con una vigencia inicial hasta el 31 de diciembre de 2013, sin embargo por la difícil gestión con las entidades comunitarias, los grupos armados y adversas condiciones climáticas presentes en la zona del proyecto, el contrato ha tenido ampliaciones de plazo, siendo el último hasta el 30 de abril de 2015. Actualmente en liquidación.

- Contrato de interventoría del Proyecto fase 1: En conexión con el contrato anterior, se suscribió el contrato de Interventoria del proyecto FASE 1 con CONSULTORES REGIONALES ASOCIADOS, hoy WSP Colombia S.A.S. El contrato inició el 21 de mayo de 2013 con una vigencia inicial hasta el 24 de enero de 2014, pero consecuente con la ampliación del contrato de obra, su vigencia se amplió hasta el 31 de mayo de 2015. Actualmente en liquidación.
- Contrato FAER GSA N°159 de 2012. El 25 de octubre de 2012, se suscribió con el Ministerio de Minas y Energía el contrato FAER GSA N°159 de 2012 por \$11.000.000,

con el objeto de ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda de la misma en las zonas del sistema interconectado nacional – SIN, ubicadas en el mercado de comercialización del operador de red DISPAC, mediante la ejecución de los proyectos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, en adelante FAER.

- El 13 de octubre de 2009, mediante acuerdo No. 032, el Consejo Asesor de Regalías, aprobó \$13.000.000, para la ejecución del proyecto de construcción de la interconexión eléctrica a 34,5 kV entre Istmina y San Miguel con transformación 115/34,5 MVA (Mega Voltio Amperios) en Istmina y subestaciones asociadas de 34,5/13,2 KV Medio San Juan del departamento del Chocó, el cual es financiado a través del Fondo Nacional de Regalías, en adelante FNR, a diciembre de 2013 se habían recibido recursos por valor de \$3.556.800, y se habían ejecutado pagos por valor de \$3.451.328, durante la vigencia 2014, se recibieron recursos por valor de \$5.928.000, y se ejecutaron pagos por \$5.975.230.

NOTA 2. POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

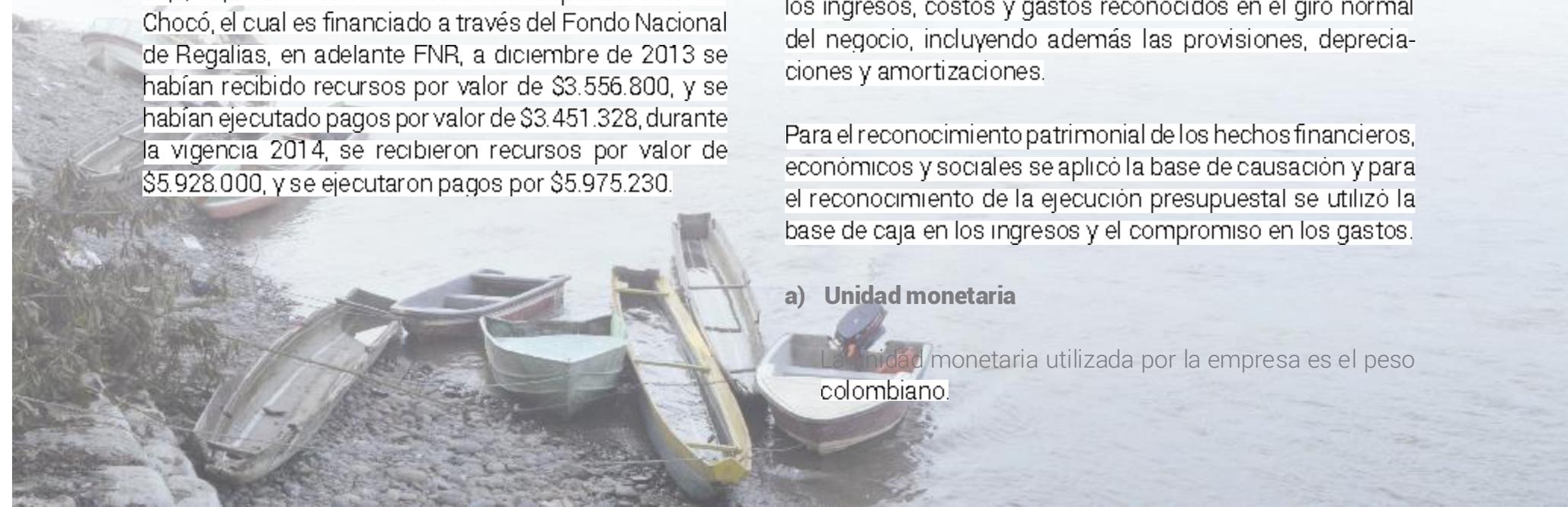
Para el proceso de identificación, registro, preparación y revelación de los estados contables, aplica el marco conceptual de la contabilidad pública y el plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios, adoptado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Así mismo se aplican las normas y procedimientos establecidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) en materia de registro oficial de los libros y preparación de los documentos soporte.

DISPAC, utilizó los criterios y normas de valuación de los activos y pasivos, lo mismo que el sistema de causación de los ingresos, costos y gastos reconocidos en el giro normal del negocio, incluyendo además las provisiones, depreciaciones y amortizaciones.

Para el reconocimiento patrimonial de los hechos financieros, económicos y sociales se aplicó la base de causación y para el reconocimiento de la ejecución presupuestal se utilizó la base de caja en los ingresos y el compromiso en los gastos.

a) Unidad monetaria

La unidad monetaria utilizada por la empresa es el peso colombiano.



b) Período contable

La empresa tiene definido efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

c) Deudores por servicios públicos

Se registran los derechos de cobro originados en el desarrollo del objeto social por la venta del servicio de energía y el beneficio como distribuidor.

Actualmente la política definida para la provisión de la cartera capital mayor a 360 días, es la siguiente:

- a) Para el alumbrado público la provisión corresponde al 50% sobre el capital mayor a 360 días.
- b) Para el sector oficial la provisión corresponde a:
 - (1) Empresas en liquidación se provisiona el 100% del capital mayor a 360 días.
 - (2) Empresas intervenidas y otras se provisiona el 50% del capital mayor a 360 días.
- c) Para los usuarios residenciales, comerciales e industriales se provisionó el 100% del capital mayor a 360 días.

Provisión capital menor a 360 días. Se provisiona el 100% de la cartera capital menor o igual a 360 días, de las cuentas identificadas y soportadas como comunidades de difícil gestión, lotes, ruinas y demolidos y saldos en reclamación.

Provisión intereses. El valor de los intereses de mora, se registra en cuentas de orden y afectan el ingreso cuando se recibe el pago efectivo de los mismos, por lo tanto no son objeto de provisión.

d) Inventarios

Registra los materiales adquiridos por la empresa para cumplir con los programas del plan de inversión, mantenimiento y reposición de infraestructura eléctrica.

e) Propiedades, planta y equipo

Se denomina propiedades, planta y equipo a todo recurso tangible controlado por la empresa; obtenido, construido o en proceso de construcción; empleado dentro del giro ordinario de sus actividades para la prestación del servicio.

Las propiedades, planta y equipo se reconocen por su costo histórico.

El valor de las adiciones y mejoras se reconoce como mayor valor del activo, y en consecuencia afectan el cálculo futuro de la depreciación, teniendo en cuenta que aumentan la vida útil del bien, amplían su capacidad, la eficiencia operativa y mejoran la calidad del servicio. Las reparaciones y mantenimiento se reconocen como gasto o costo, según corresponda.

f) Depreciación acumulada

Para la vigencia 2010 se implementó el cambio en la política contable de depreciación de la infraestructura eléctrica, consistente en aplicar el método de reducción de saldos a aquellos activos adquiridos antes del 1° de enero de 2010. Este método exige un valor de salvamento, el cual fue establecido en \$1, una tasa de depreciación la cual se determinó a partir de la siguiente fórmula, Tasa = $1 - (\text{Valor de salvamento} / \text{valor del activo})^{1/\text{Vida útil del activo}}$. La depreciación para los demás activos se calculó por el método de línea recta de acuerdo a lo establecido por la CGN.

Las siguientes son las vidas útiles utilizadas para calcular la depreciación y/o amortización por el método de línea recta de los activos adquiridos a partir del 1° de enero de 2010.

CLASE DE ACTIVO	VIDA ÚTIL
Redes de distribución	25
Equipos de subestaciones	25
Instalaciones domiciliarias – medidores	15
Maquinaria y equipos	15
Equipos de oficina	5
Equipo de computación	5
Otros activos – Servidumbres	50
Equipo de transporte	5

g) Otros activos

Representan el valor de los gastos pagados por anticipado por concepto de la adquisición de bienes y servicios, los cuales son amortizados durante el período en que se reciban los bienes y servicios, o se causen los costos y gastos.

Los activos intangibles representan el valor de los costos de adquisición, desarrollo o producción del conjunto de bienes inmateriales que constituyen derechos, privilegios o ventajas de competencia, de cuyo ejercicio y explotación pueden obtenerse beneficios económicos en varios periodos determinables. En este rubro se encuentran registradas las servidumbres de la línea la Virginia – Cerтеgui las cuales se amortizan a 50 años, licencias



y software de los diferentes sistemas de información adquiridos por la Entidad, los cuales se amortizan a 5 años.

Los derechos en fideicomisos, corresponden a los recursos recibidos por el recaudo de energía, a través del contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos, suscrito entre DISPAC y fiduciaria Bancolombia S.A. el 30 de septiembre de 2013, y con la Financiera de Desarrollo Nacional – FDN el 20 abril del año 2012.

h) Valorizaciones (Desvalorizaciones)

Corresponden a las valorizaciones relativas a las propiedades, planta y equipo originadas al confrontar el valor neto en libros y el valor del avalúo técnicamente determinado; cuando este último es mayor, la diferencia se registra dentro del activo como valorizaciones; cuando es menor, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se registran en el estado de resultados como un gasto del periodo.

i) Cuentas por pagar

Las cuentas por pagar se registran por el valor total adeudado, se causan en el momento en que se reciba el bien o servicio, o se formalicen los documentos

que generan las obligaciones correspondientes de conformidad con las condiciones contractuales.

j) Obligaciones laborales

El pasivo corresponde a las obligaciones que la empresa tiene por concepto de las prestaciones legales y extralegales con sus empleados.

k) Provisión para impuesto de renta y CREE

La empresa determina la provisión para impuesto sobre la renta y complementarios y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) con base en la utilidad gravable o la renta presuntiva, la mayor, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos.

l) Impuesto al patrimonio

De acuerdo con lo establecido por la ley que regula los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia y las alternativas de registro contable allí establecidas, la empresa optó por causar la totalidad del impuesto al patrimonio con cargo a un activo diferido, el cual se amortiza contra resultados durante cuatro años por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período.

m) Cuentas de orden

En cuentas de orden se registran las operaciones con terceros que por su naturaleza no afectan la situación financiera de la empresa, incluyen los derechos contingentes en demandas, las cuentas de orden fiscales que resultan de diferencias entre las cifras contables y las fiscales principalmente, los activos totalmente depreciados, las responsabilidades contingentes por demandas, los gastos no deducibles fiscalmente, el valor de los intereses generados sobre el total de la cartera de la entidad, y el valor de la cartera castigada.

n) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos provenientes de la prestación de servicios de energía se encuentran regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y se reconocen durante el período contractual o cuando se prestan los servicios. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen por el sistema de causación.

o) Utilidad neta por acción

Es determinada con base en el promedio ponderado de acciones en circulación al cierre de cada ejercicio.

p) Estimados contables



La preparación de estados financieros de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados requiere que la gerencia haga algunas estimaciones y supuestos que afectan los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos reportados durante el periodo.

q) **Reclasificaciones**

Algunas cifras de los estados financieros fueron reclasificadas para fines comparativos, y se presentan bajo las denominaciones de las cuentas señaladas en el Plan Único de Cuentas.

CONVERGENCIA A NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA.

El 8 de septiembre de 2014, la Contaduría General de la Nación expidió la Resolución 414, mediante la cual se incorpora como parte integrante de Régimen de Contabilidad Pública, el marco conceptual y las normas para el reconocimiento, medición, revelación y presentación de los hechos económicos aplicable a las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Régimen de Contabilidad Pública y que además tengan las siguientes características: que no coticen en el mercado de valores, que no capten ni administren dinero del público y que hayan sido clasificadas como empresas por el comité interinstitucional de la comisión de estadísticas de finanzas públicas. Así las cosas y teniendo en cuenta que DISPAC, es una empresa que se encuentra bajo el ámbito del Régimen de Contabilidad Pública y que además cumple con las características expuestas anteriormente, de conformidad con lo previsto en la resolución 414, la empresa pertenece al Grupo 2 de preparadores de la información financiera, el cual debe aplicar el siguiente cronograma del marco normativo:

- Periodo de preparación obligatoria: 8 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2014
- Periodo de transición: 1° de enero y 31 de diciembre de 2015
- Período de aplicación: 1° de enero y 31 de

diciembre de 2016

Durante el año 2015 la Contaduría General de la Nación emitió la siguiente normatividad:

- ✓ Resolución 139 de marzo 24 de 2015 con la cual expiden el Catálogo General de Cuentas para las empresas que no Cotizan en el Mercado de Valores, y que no Captan ni Administran Ahorro del Público.
- ✓ Resolución 437 de agosto 12 de 2015 por la cual establecen la información a reportar, los requisitos y los plazos de envío a la Contaduría General de la Nación para las entidades públicas sujetas al ámbito de aplicación de la Resolución 414 de 2014.
- ✓ Resolución 537 de octubre 13 de 2015 por la cual se prorroga el plazo de presentación del Estado de Situación Financiera de Apertura – ESFA, indicado en la resolución 437 de agosto 12 de 2015.

DISPAC S. A. E.S.P. en el año 2015, en cumplimiento de la anterior normatividad y de conformidad con la Resolución 414 de 2014, desarrollo el proyecto de Implementación de las Normas para el Reconocimiento, Medición y Presentación de los hechos económicos y del Marco Conceptual para la preparación y presentación de la información financiera de la Contaduría General de la Nación, con el Asesoramiento de

la firma Grant Thornton FAST & ABS Auditores, cumpliendo un cronograma de trabajo.

1- Fase de Adaptación y Diagnostico.

- -Planeación del Proyecto y actividades a realizar.
- -Estudio y comprensión de los negocios y procesos de DISPAC SA ESP.
- -Comparativo entre las Normas para el Reconocimiento, Medición y Presentación de los hechos económicos (RMRP) y el Marco Conceptual (MC) y los actuales principios contables generalmente aceptados en Colombia (PCGA), determinando diferencias y semejanzas entre ambos modelos contables para la entidad.

2- Fase de conversión y preparación.

- Capacitación al personal del Área de Contabilidad de DISPAC SA ESP.
- Definición de las Políticas contables bajo la Norma RMRP y MC aplicables a DISPAC S ESP, para la elaboración del Estado de la Situación Financiera de Apertura (ESFA) a 1ro Enero-2015, y la que aplicara para la elaboración de los primeros Estados Financieros bajo Norma RMRP y MC con corte al 31 diciembre de 2016.

- Detección de modificaciones y/o adecuaciones que se deben realizar al sistema de información. Uno de los principales impactos inherentes a la adopción y aplicación de las Normas RMRP y MC, es la adaptación de los sistemas informáticos de DISPAC SA ESP, se integraron al Plan Único de Cuentas utilizado por DISPAC SA ESP, bajo el Régimen de Contabilidad Pública actual, nuevas cuentas requeridas por las normas RMRP y MC y se reclasificaron aquellas con características diferentes bajo la Norma RMRP y MC.

3- Fase de Implementación.

- Elaboración de planillas de conversión.
- Aplicación de las instrucciones descritas en el Instructivo 002 de 2014 de la CGN, respecto a la elaboración del ESFA con corte a 1ro Enero de 2015.
- Preparación de los reportes correspondientes a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Contaduría General de la Nación.

El Proyecto cumplió un avance del 85% AL 31 de diciembre de 2015, quedando un 15% con el cual se realizar el desarrollo de las siguientes actividades:

- Acompañamiento del Informe Final de Conversión.
- Acompañamiento a la revisión del sistema de información.

REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen algunas modificaciones al régimen tributario colombiano para los años 2015 y siguientes, introducidas por la ley 1739 del 23 de diciembre de 2014, la cual hizo modificaciones a la ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 y otras reformas al estatuto tributario:

Impuesto a la Riqueza – Por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, se crea un impuesto extraordinario denominado el impuesto a la riqueza, el cual se genera por la posesión de la misma al 1° de enero del año 2015, cuyo valor sea igual o superior a \$1.000 millones de pesos. Para efectos de este gravamen, el concepto de riqueza es equivalente al total del patrimonio bruto del contribuyente poseído en la misma fecha menos las deudas a cargo del contribuyente vigentes en esa fecha. La obligación legal se causa para los contribuyentes que sean personas jurídicas, el 1° de enero del 2015, 2016 y 2017. El valor cancelado por concepto de impuesto a la riqueza ni su complementario de normalización tributaria serán deducibles o descontables en el impuesto sobre la renta ni en el CREE, tampoco podrán ser compensados con estos ni con otros impuestos.

Impuesto sobre la renta para la equidad CREE – Se crea a partir del 1° de enero de 2013 el impuesto sobre la renta para la equidad. Este impuesto se calcula con base a los ingresos brutos obtenidos menos los ingresos no constitutivos de

renta, costos, deducciones, rentas exentas y ganancias ocasionales; a una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa aplicable será del 9%.

Con la reforma tributaria se adiciona un artículo que permite compensar las pérdidas fiscales en que incurran los contribuyentes de dicho impuesto a partir del año 2015.

A partir del período gravable 2016 la tarifa del CREE será del 9%.

En ningún caso el impuesto CREE ni su sobretasa podrán ser compensados con saldos a favor por concepto de otros impuestos, que hayan sido liquidados en las declaraciones tributarias por los contribuyentes.

Sobretasa CREE – Se crea por los periodos 2015, 2016, 2017 y 2018 la sobretasa al CREE a cargo de los contribuyentes del Impuesto sobre la renta para la equidad – CREE la cual no tendrá destinación específica. Se genera para los contribuyentes cuya declaración anual de CREE arroje una utilidad igual o superior a 800 millones de pesos y será la resultante de aplicar la respectiva tasa del 5%, 6%, 8% y 9% para cada periodo gravable 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

La sobretasa estará sometida a un anticipo del 100% del valor de la misma, calculado sobre la base gravable del CREE sobre la cual el contribuyente liquidó el mencionado impuesto para el año gravable inmediatamente anterior. El

anticipo de la sobretasa CREE deberá pagarse en dos cuotas anuales en los plazos que fije el reglamento.

Mecanismos lucha contra la evasión – Impuesto complementario de normalización tributaria al impuesto a la riqueza. Se crea para los años 2015, 2016 y 2017 un impuesto complementario al Impuesto a la Riqueza a cargo de los contribuyentes que hayan omitido activos. Se causa por la posesión de activos omitidos y pasivos inexistentes a 1° de enero de 2015, 2016 y 2017, respectivamente. Se entiende por activo omitido aquel que no se incluyó en la declaración de impuestos nacionales existiendo la obligación de hacerlo, se entiende por pasivo inexistente, el declarado en las declaraciones de impuestos nacionales con el único fin de aminorar o disminuir la carga tributaria a cargo del contribuyente. La base gravable será el valor patrimonial de los activos omitidos, y las tarifas aplicables serán del 10%, 11,5% y 13% para los años 2015, 2016 y 2017 respectivamente.

Gravamen a los movimientos financieros - Se modificó el Artículo 878 del Estatuto Tributario y dispuso que la tarifa del gravamen a los movimientos financieros será del cuatro por mil (4x1.000). Para el 2019, se reducirá a una tarifa del 3x1000, para el año 2020 al 2x1000 y para el año 2021 al 1x1000. A partir del 1° de enero de 2022 el Gravamen a los Movimientos Financieros quedará derogado.

NOTA 3. EFECTOS Y CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN LA INFORMACIÓN CONTABLE

Durante el año 2015 los Estados Financieros de DISPAC, revelan los siguientes hechos económicos de mayor incidencia así:

- El año 2015 presenta una disminución en la utilidad neta de \$ 1.017.496 al pasar de \$1.803.970 en el 2014 a \$786.474 en el año 2015. Los ingresos operacionales ascienden a la suma de \$84.082.849.586 presentando un incremento del 13 % frente a los ingresos del año 2014. Los ingresos por concepto de remuneración del STR presentó una disminución de \$279.458, se realizó facturación a EPM según contrato suscrito CT-2014-002345 DG-002-2014 desde Septiembre-2015, su duración se determina por la vigencia del periodo regulatorio establecido por la res. 097 de 2008 de la CREG, las ventas por el servicio de energía y otros conceptos facturados.
- La empresa recibió del Ministerio de Minas y Energía, a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso la suma de \$ 17.649.841 como pago de los subsidios generados.
- Se registraron adiciones de materiales instalados la infraestructura eléctrica como consecuencia del cumplimiento de la cláusula del contrato Gestión DG 007 de 2015, en reposición utilizada en el SDL de Dispac SA por valor de \$590.780, con el Gestor PROING SA.
- A partir de la vigencia 2013, la empresa cuenta por parte de Bancolombia con la aprobación de un crédito para inversión por valor de \$35 mil millones de pesos, con destinación específica para los proyectos de inversión en reforzamiento de la línea 115 kv Bolombolo – Quibdó y reducción de pérdidas, los cuales fueron avalados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para la vigencia 2014, solo fue requerido \$5.000.000 correspondientes a los proyectos de pérdidas, dicho préstamo fue desembolsado en el último trimestre del año a una tasa de interés nominal del 7,3696% más 3 puntos adicionales, con un plazo de 144 meses de acuerdo a lo establecido en el contrato del crédito, incluido 24 meses de período de gracia a capital
- El Ministerio de Minas y Energía asignó a DISPAC la administración de recursos de los fondos FAER, FAZNI y PRONE para ejecutar proyectos en otros mercados afines al de DISPAC, los cuales conlleva los siguientes beneficios:
 - Ampliar cobertura y calidad del servicio (FAER) en el mercado de DISPAC
 - Generar ingresos nuevos
 - Ampliar portafolio de productos y servicios

- Reforzar experiencia en la administración y ejecución de proyectos.
- La empresa mejora su imagen, es reconocida por su gestión y se posiciona en el sector eléctrico

En el consolidado por la administración, ejecución de los recursos, asistencia técnica y energización de los proyectos, DISPAC recibirá la suma \$2.916.375.537 desagregado de la siguiente forma:

Proyecto	Usuarios	Asignado	\$ Admón
Chocó Fazni 63	10,510	33,685,559,721	1,684,277,986
Choco Faer 44	785	9,576,621,872	478,831,094
Sucre Faer 44	268	1,944,018,504	97,200,925
Atlántico Prone	719	2,220,623,447	111,031,172
Atlántico Prone	3,744	10,900,687,205	545,034,360
Totales	16,026	58,327,510,749	2,916,375,537

De los cinco (5) convenios DISPAC firmó CAFAER 44 Chocó y CAFAER 063 en el mes de diciembre de 2015 y los demás los firmó en el mes de enero de 2016. La ejecución de los proyectos será en el 2016 y algunos tienen una parte en el 2017

NOTAS RELATIVAS A LOS GRUPOS DE CUENTAS (CLASES – CUENTAS – SUBCUENTAS)

NOTA 4. EFECTIVO

La cuenta del efectivo corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
CAJA		
Caja principal ⁽¹⁾	\$ 96.036	\$ 161.145
	-----	-----
BANCOS Y CORPORACIONES		
Cuentas de ahorro ⁽²⁾	1.055.138	60.369
	-----	-----
TOTAL DISPONIBLE	\$ 1.151.174	\$ 221.514
	=====	=====

(1) El saldo de caja, corresponde a los dineros recaudados por concepto de venta de servicio de energía, los cuales son consignados en bancos al día hábil siguiente.

(2) Las cuentas de ahorro Bancolombia están representadas por los recursos girados por el Fondo Nacional de Regalías para la ejecución del proyecto de interconexión eléctrica desde Istmina hasta Paimadó y San Miguel, y a los recursos recibidos según convenio suscrito entre DISPAC y el municipio del Atrato para la interconexión eléctrica en redes de media y baja tensión entre los corregimientos de Puente de Paimadó y Puente de Chintadó. Estos recursos tienen restricción y son de destinación específica.

DETALLE	2015	2014
Recursos del Fondo Nacional de Regalías	\$ 1.054.910	\$ 60.141
Recursos municipio Atrato	228	228

NOTA 5. DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS

La cuenta deudores corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS		
Venta de bienes ⁽¹⁾	\$ 42.375	\$ 35.961
Deudores por servicios públicos ⁽²⁾	10.854.971	10.046.928
TOTAL DEUDORES	\$10.897.346	\$10.082.889
	=====	=====

(1) Corresponde a deudores por venta de medidores y demás materiales eléctricos.

(2) Corresponde a la cuenta por cobrar por la prestación del servicio de energía eléctrica.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Consumos energía usuarios ^(a)	\$8.688.531	\$3.420.808
Fondo de solidaridad y redistribución ^(b)	1.708.645	741.046
Beneficio distribuidor y conexión al STR ^(c)	243.960	57.615
Conexión al SDL ^(d)	213.835	216.945
Estimado consumos energía usuarios	0	5.610.514
TOTAL DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS	\$10.854.971	\$10.046.928
	=====	=====

a) Cuenta por cobrar a usuarios por consumo que corresponde al saldo de la cartera menor a 360 días.

b) Corresponde al saldo contable de los subsidios y contribuciones causados durante el mes de diciembre de 2015.

c) Cargos por uso del sistema de transmisión regional pendientes de cobro a los diferentes agentes comerciales, el 70% de esta cuenta corresponde al estimado del mes de diciembre facturado a EPM.

d) \$44.128 corresponden al valor pendiente de cobro a la Minera el Roble S.A., por cargos por conexión al SDL a Dic-2015, restante está en facturación de Intercolombia y otros usuarios.

NOTA 6. OTROS DEUDORES

La cuenta otros deudores corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
OTROS DEUDORES		
Avances y anticipos entregados ⁽¹⁾	\$ 2.375.139	\$ 1.452.980
Anticipos y saldos a favor por impuestos ⁽²⁾	9.399.584	6.430.713
Otros deudores ⁽³⁾	399.405	224.224
Subtotal	12.174.128	8.107.917
Recursos entregados en administración ⁽⁴⁾	3.245.591	6.428.757
TOTAL DEUDORES	\$ 15.419.719	\$ 14.536.674
	=====	=====

(1) AVANCES Y ANTICIPOS ENTREGADOS

Se registran los anticipos entregados a contratistas en desarrollo de los programas o proyectos de inversión adelantados por la empresa, se incluyen además los anticipos con cargo al presupuesto de la operación comercial, como las garantías mensuales pagadas a Expertos en Mercados, para compra de energía y costos asociados a la misma.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Compra de energía (a)	\$ 2.141.138	\$ 258.745
Contratos y proyectos de inversión (b)	217.893	1.046.937
Otros (c)	16.109	147.298
	-----	-----
TOTAL AVANCES Y ANTICIPOS	\$2.375.139	\$ 1.452.980
	=====	=====

a) Saldo pendiente por aplicar a los consumos de energía en bolsa y costos asociados facturados por XM.

b) Corresponde a los anticipos entregados a contratistas para la ejecución de los diferentes proyectos de inversión.

c) Corresponde al saldo anticipo por estudio mercado por la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL CHOCO.



(2) ANTICIPOS O SALDOS A FAVOR POR IMPUESTOS

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Saldos a favor en liquidaciones privadas – DIAN (a)	\$ 5.651.983	\$ 3.255.398
Retención en la fuente (b)	2.107.733	1.907.828
Retención CREE (c)	1.345.261	1.209.679
Anticipo sobretasa CREE (d)	231.758	0
Anticipo para Industria y Comercio (e)	62.849	57.808
	-----	-----
TOTAL ANTICIPOS O SALDOS A FAVOR	\$ 9.399.584	\$ 6.430.713
	=====	=====

a) Corresponde al saldo a favor en liquidación privada de renta acumulada al año 2014. Durante la vigencia 2013 se adelantó ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales el trámite para solicitud de devolución del saldo a favor según la declaración de renta del año 2012, el 3 de enero de 2014 se recibió auto de suspensión de términos N° 002, fechado del 13 de diciembre, informando que suspendería el trámite de devolución por 90 días, y que se adelantaría investigación sobre la solicitud de devolución del saldo a favor. El 16 de diciembre de 2014 en el Tribunal Contencioso Administrativo de Quibdó, DISPAC instauró demanda ante la DIAN.

El anterior proceso de solicitud de saldo a favor no resulto favorable por lo que actualmente existe un proyecto de corrección en curso ante la DIAN para imputar el saldo a favor acumulado correspondiente al año 2012.

b) Incluye el valor de las autorretenciones aplicadas al ingreso por venta del servicio de energía y otros ingresos susceptibles de generar renta.

- c) Corresponde a las autorretenciones por concepto del impuesto sobre la renta para la equidad (CREE), creado a partir del 1° de enero de 2013, a través de la Ley 1607 de 2013.
- d) Anticipo girado al municipio de Quibdó para cubrir el pago del impuesto de industria y comercio del año 2015.
- e) Calculo de la sobretasa del CREE aplicado al impuesto realizado en la depuración de la Contribución.
- f) Corresponde a la contribución especial a nombre de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG:

(3) OTROS DEUDORES

Corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE DE

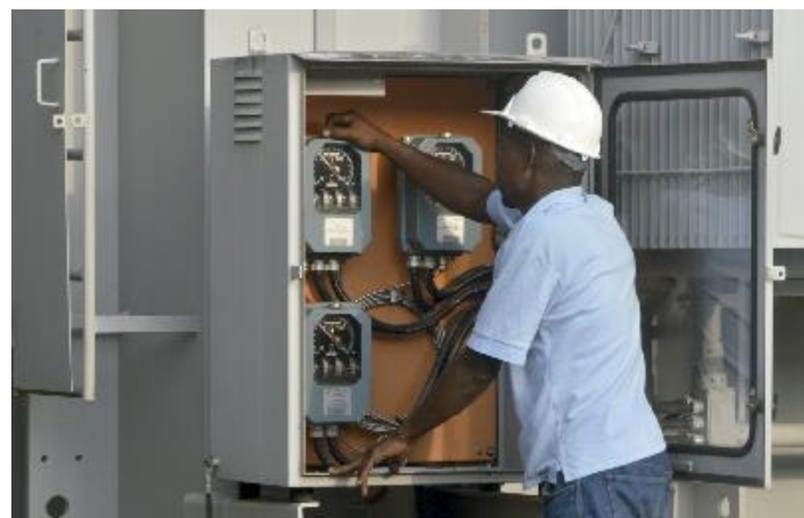
	2015	2014
Arrendamientos (uso postería)	\$ 52.753	\$ 49.595
Proveedores de bienes y servicios	19.947	19.947
Otros servicios prestados	4.063	3.254
Reclamaciones a terceros ^(a)	124.983	70.185
Otros deudores ^(b)	197.658	81.243
TOTAL OTROS DEUDORES	\$399.405	\$ 224.224

- a) Corresponde a reclamación ante la Previsora S.A, por hurto de postería en la localidad de Quibdó por valor de \$38.198, embargos judiciales por \$24.888, y otras reclamaciones ante contratistas y terceros por valor de \$61.797
- b) Incluye \$196.803 correspondientes al valor de las

retenciones en la fuente declaradas y pagadas por la empresa, de facturas canceladas con recursos del FNR, y que aún no han sido reintegradas a DISPAC, los \$855 restantes corresponden al valor pendiente por cobrar la municipio de Quibdó, en desarrollo de la ejecución del contrato de interconexión eléctrica en redes de media tensión y baja tensión entre los corregimientos de Paimadó y Puente de Chintadó, a través del manejo de los recursos girados en virtud del convenio interadministrativo celebrado entre el municipio del Atrato y DISPAC.

(4) RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN

Corresponde a los recursos girados al BBVA para cubrir las garantías para compra de energía en bolsa y costos asociados STN, STR Y LAC por valor de \$3.245.591.



NOTA 7. INVENTARIOS

El inventario corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
INVENTARIOS		
Elementos y accesorios ⁽¹⁾	\$ 2.150.816	\$ 2.386.429
Repuestos S/E y L/T Virginia – Certegui	1.479.003	1.479.003
Otros elementos (equipos) ⁽²⁾	336.323	358.342
TOTAL INVENTARIOS	\$3.966.142	\$4.223.774

(1) Corresponde a los materiales adquiridos para la ejecución de los diferentes proyectos definidos dentro del plan de inversión, a los contratos firmados para reposición de infraestructura y de normalización de redes, entre otros.

(2) Equipos desmontados por el proyecto de mejoramiento de subestaciones los cuales se encuentran en condiciones operativas.

**NOTA 8. DEUDORES DE DIFÍCIL COBRO****DEUDAS DE DIFÍCIL COBRO**

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Energía eléctrica (1)	\$ 8.003.413	\$ 7.059.552
FOES (2)	255.889	255.890
Otros servicios de energía (3)	84.106	84.106
TOTAL DEUDAS DE DIFÍCIL COBRO	\$8.343.408	\$7.399.548

(1) Corresponde a la cartera capital mayor a 360 días.

(2) Demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que instauró la empresa ante el Ministerio de Minas y Energía, por reclamación en devolución de recursos FOES, que habían sido entregados a usuarios de zonas especiales certificados por los entes territoriales, y que el Ministerio, consideraba se estaban asignando a usuarios distintos a los antes mencionados, este valor fue provisionado en su totalidad por considerarse no recuperable.

(3) Valor de la cartera mayor a 360 días por concepto de arrendamiento de posteria.

PROVISIÓN PARA DEUDORES

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Energía eléctrica ⁽¹⁾	\$ (6.774.014)	\$ (6.170.752)
FOES ⁽²⁾	(255.889)	(255.889)
Otros servicios de energía ⁽³⁾	(85.278)	(85.278)
TOTAL PROVISIÓN PARA DEUDORES	\$ (7.115.181)	\$ (6.511.919)

DETALLE MOVIMIENTO PROVISIÓN CARTERA	2015	2014
Saldo inicial provisión cartera	\$ 6.511.919	\$ 5.362.698
Provisiones sobre la cartera > 360 días	603.262	2.166.072
Recuperación cartera (recaudo interés de mora)	0	0
Provisión usada para castigo cartera	0	(1.016.851)
Saldo final provisión cartera	\$ 7.115.181	\$ 6.511.919

(1) Corresponde a:

CLASE DE SERVICIO	2015		2014	
	CARTERA > 360 DIAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN	CARTERA > 360 DIAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN
Alumbrado público	2.279.648	1.139.824	\$1.914.997	\$957.499
Comercial	429.233	549.568	970.605	1.199.987
Industrial	42.098	43.252	42.766	43.920
Oficial	890.438	449.763	455.119	229.808
Provisional	69.040	69.040	15.552	15.552
Residencial 1	3.998.634	4.212.503	3.376.034	3.433.221
Residencial 2	257.503	271.276	247.321	252.112
Residencial 3	36.819	38.788	37.158	38.653
TOTAL	8.003.413	6.774.014	\$7.059.552	\$6.170.752

(2) Corresponde a la provisión de los subsidios FOES aplicados durante la vigencia 2008, reintegrados al Ministerio de Minas y Energía, los cuales

fueron registrados en su momento como derechos a favor de DISPAC.

(3) Corresponde a la provisión de la cartera mayor a 360 días por concepto de arrendamiento de uso de postera.

NOTA 9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Las propiedades, planta y equipo corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO BIENES NO DEPRECIABLES		
Terrenos ⁽¹⁾	\$535.494	\$535.494
BIENES DEPRECIABLES		
Construcciones en curso ⁽²⁾	23.053.557	18.898.737
Subestaciones ⁽³⁾	38.829.377	38.806.453
Redes de distribución ⁽⁴⁾	89.538.374	87.297.021
Líneas y cables de transmisión ⁽⁴⁾	40.659.551	40.659.551
Maquinaria y equipo ⁽⁵⁾	133.343	83.682
Equipo de oficina ⁽⁶⁾	69.971	62.731
	192.285.173	185.808.175
	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Muebles y enseres ⁽⁶⁾	14.750	59.308
Equipo de computación y comunicación ⁽⁷⁾	713.336	662.026
Equipo de transporte ⁽⁸⁾	216.034	216.034
Total bienes depreciables	944.120	937.368
TOTAL BIENES DEPRECIABLES Y NO DEPRECIABLES	\$193.764.788	\$187.281.038
Menos: Depreciación acumulada ⁽⁹⁾	(113.763.562)	(110.287.410)
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO	\$80.001.225	\$76.993.628

(1) TERRENOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
Subestación Huapango (a)	\$ 201.180	\$ 201.180
Subestación Istmina (b)	19.984	19.984
Subestación La Virginia (c)	50.141	50.141
Subestación Certegui (d)	178.189	178.189
Subestación El Siete (e)	86.000	86.000
TOTAL TERRENOS	\$ 535.494	\$ 535.494

a) Terreno de la subestación Huapango ubicado en la ciudad de Quibdó, legalizado mediante escritura No. 16160 otorgada por la notaría 29 del círculo de Bogotá el 29 de diciembre de 2005 en dación en pago del IPSE a DISPAC.

b) Terreno de la subestación Istmina, registrado según Escritura Pública No. 568 del 30 de diciembre de 2005 expedida en la notaría única del círculo de Istmina (Chocó).

c) Terreno de la subestación La Virginia, ubicada en el departamento de Risaralda, registrada según escritura No 1321 de la notaría única de Sabaneta.

d) Terreno de la subestación Certegui, registrado según escritura N° 277 del 2 de septiembre de 2013, de la notaría única del círculo de Tadó.

e) Terreno de la subestación El Siete, registrado según escrituras N° 722 de mayo 10 de 2014 por Miner S.A matricula inmobiliaria N° 180-7823, cedula catastral 27245000100030536000 por valor de \$70.000, y N° 773 de mayo 10 de 2014 por Organización Campesina y Caficultora del Carmen de Atrato, matricula inmobiliaria N° 180-22676, cedula catastral 000100030535000 por valor de \$16.000.

(2) CONSTRUCCIONES EN CURSO

Se registran los saldos de las obras en ejecución de acuerdo con los programas de inversión.

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
Contrato interconexión	\$ 10.400.030	\$ 10.961.113
Contratos de redes, líneas y cables (a)	12.653.527	7.937.625
TOTAL CONSTRUCCIONES EN CURSO	\$ 23.053.557	\$ 18.898.738

a) Corresponde al suministro de materiales y mano de obra para el desarrollo de los contratos en ejecución de acuerdo con el plan de inversión de la empresa, y que a la fecha de cierre de la vigencia no se encontraban liquidados.

(3) SUBESTACIONES

Este rubro corresponde al registro de las siguientes subestaciones:

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
Subestación Huapango	\$ 11.463.974	\$ 11.458.691
Subestación Certegui	10.026.686	10.014.327
Subestación Istmina	5.061.854	5.056.571
Subestación La Virginia	7.127.698	7.127.698
Subestación El Siete	5.149.166	5.149.166
Subtotal	\$ 38.829.377	\$ 38.806.453
Menos: Depreciación acumulada	(27.948.926)	(27.344.934)
TOTAL SUBESTACIONES	\$ 10.880.450	\$ 11.461.519



(4) REDES, LÍNEAS Y CABLES

Las redes, líneas y cables corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Redes y circuitos	\$64.313.585	\$ 62.951.461
Instalaciones domiciliarias	25.225.790	24.345.560
	-----	-----
Subtotal	\$89.539.375	\$ 87.297.021
Menos: Depreciación acumulada	(50.605.903)	(48.209.973)
	-----	-----
TOTAL REDES DE DISTRIBUCIÓN	\$38.933.472	\$ 39.087.048
	-----	-----

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Línea de Transmisión Cértegui-Istmina tension IV	\$2.144.497	\$2.144.497
Línea de Transmisión Quibdo-Cértegui tension IV	1.089.014	1.089.014
Línea de Transmisión Bokoboko-Quibdo tension IV	16.975.283	16.975.283
Línea de Transmisión Virginia-Cértegui tension IV	20.450.757	20.450.757
	-----	-----
Subtotal	\$40.659.551	\$40.659.551
Menos: Depreciación acumulada	(34.370.128)	(34.014.582)
	-----	-----
TOTAL LINEAS Y CABLES	\$6.289.423	\$ 6.644.969
	-----	-----

A 31 de diciembre de 2015 se activaron proyectos de inversión relacionados con la remodelación de redes de distribución se registraron adiciones en la infraestructura eléctrica de la empresa como consecuencia de la activación de los contratos que fueron terminados durante la vigencia,



y de materiales instalados por las cuadrillas del Gestor por un valor de \$ 2.265.277

Adiciones en la infraestructura eléctrica

SUBESTACION HUAPANGO LR	1.371.825
SUBESTACION CERTEGUI LR	7.939
SUBESTACION ISTMINA	885.513
	2.265.277

(5) MAQUINARIA Y EQUIPO

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Equipo de calibración portátil, TTR y otros	\$ 133.343	\$ 83.682
Menos: Depreciación acumulada	(71.402)	(60.089)
	-----	-----
TOTAL MAQUINARIA Y EQUIPO	\$61.941	\$ 23.593
	-----	-----

(6) MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Muebles y enseres – oficina gerencia	\$ 69.971	\$ 62.731
Equipos de oficina	14.750	59.308
	-----	-----
Subtotal	\$ 84.721	\$ 122.039
Menos: Depreciación acumulada	(61.438)	(59.995)
	-----	-----
TOTAL MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS OFICINA	\$ 23.283	\$ 62.044
	=====	=====

(7) EQUIPOS DE COMUNICACIÓN Y COMPUTACIÓN

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Equipos de comunicación	\$ 277.905	\$ 261.738
Equipos de computación	435.431	400.289
	-----	-----
Subtotal	\$ 713.336	\$ 662.026
Menos: Depreciación acumulada	(523.072)	(432.541)
	-----	-----
TOTAL EQUIPOS DE COMUNICACIÓN Y COMPUTACIÓN	\$ 190.264	\$ 228.485
	=====	=====

(8) EQUIPO DE TRANSPORTE

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Oficina móvil	\$ 129.054	\$ 129.054
Vehículos – Gerencia	86.980	86.980
	-----	-----
Subtotal	\$ 216.034	\$ 216.034
Menos: Depreciación acumulada	(182.692)	(165.296)
	-----	-----
TOTAL EQUIPOS DE TRANSPORTE	\$ 33.342	\$ 50.738
	=====	=====

9) DEPRECIACIÓN ACUMULADA

La depreciación de las propiedades, planta y equipo, se realizó a través del método de línea recta para la maquinaria y equipo, muebles y enseres y equipos de comunicación y computación, activos adquiridos a partir del 1° de enero de 2010, y para los que habían sido utilizados como deducción de activos fijos reales productivos durante los años 2008, 2009 y 2010. Los demás activos se deprecian por el método de reducción de saldos, los métodos utilizados están reglamentados en el artículo 134 del Estatuto Tributario.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Subestaciones	\$ (27.948.926)	\$ (27.344.934)
Redes de distribución	(50.605.903)	(48.209.973)
Líneas y cables de transmisión	(34.370.128)	(34.014.582)
Maquinaria y equipo	(71.402)	(60.089)
Muebles, enseres y equipos de oficina	(61.438)	(59.995)
Equipos de comunicación y computación	(523.072)	(432.541)
Equipos de transporte	(182.692)	(165.296)
TOTAL DEPRECIACIÓN ACUMULADA	\$ (113.763.562)	\$ (107.042.299)
	=====	=====

El valor por depreciación registrada como costo y gasto en el 2015 y 2014 fue por \$3.523.655 y \$3.245.111 respectivamente.

NOTA 10. OTROS ACTIVOS

La cuenta de otros activos corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		
Seguros ⁽¹⁾	\$ 402.392	\$ 359.769
Arrendamientos	163.339	153.771
TOTAL GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	\$ 565.731	\$ 513.540
	=====	=====

Corresponde a las pólizas:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
a. Responsabilidad civil	83.361	67.666
b. Póliza contra incendio	86.261	59.860
c. Daños materiales (Terrorismo – lucro cesante)	172.076	171.606
d. Póliza colectiva de automóviles	4.917	4.904
e. Póliza manejo global comercial	15.994	15.950
f. Infidelidad y riesgos financieros	37.700	37.700
g. Transporte de valores	2.083	2.083
TOTAL GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	\$402.392	\$359.769
	=====	=====

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
DERECHOS EN FIDEICOMISOS		
Fiducia mercantil ⁽¹⁾	\$ 1.286.367	\$ 1.494.961
CDT – Banco Agrario ⁽²⁾	0	2.397.836
TOTAL CARGOS DIFERIDOS	\$ \$1.286.367	\$3.892.797
	=====	=====

(1) Corresponde a los valores administrados por la fiduciaria Bancolombia, según contrato N°5287, de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
INTANGIBLES		
Servidumbres ⁽¹⁾	\$ 1.440.022	\$ 1.440.022
Software ⁽²⁾	741.541	741.541
Licencias ⁽²⁾	259.318	254.134
Software gerencia ⁽²⁾	296.941	285.269
	-----	-----
Subtotal	2.737.122	2.720.966
Menos: Amortización	(1.380.104)	(1.189.755)
	-----	-----
TOTAL INTANGIBLES	\$ 1.357.019	\$ 1.531.211
	=====	=====

(1) Corresponde al valor de las servidumbres adquiridas para la construcción de la línea de transmisión La Virginia – Certegui 115 kv, según contrato ISA 4000565 – DISPAC 05, y a la imposición de otras servidumbres en el departamento del Chocó. Las servidumbres de la línea la Virginia – Certegui se amortizan a 50 años,

(2) Corresponde al Sistema Geográfico Especializado para el análisis y optimización del sistema eléctrico de distribución, a los equipos para el montaje del servidor de información y comunicación para la Gerencia y a las licencias adquiridas para el sistema de la base de datos de Oracle. Las licencias y software de los diferentes sistemas de información adquiridos por la Entidad, se amortizan a 5 años.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
VALORIZACIONES		
Redes, líneas y cables ⁽¹⁾	\$ 57.917.507	\$ 57.917.507
Plantas, ductos y túneles ⁽¹⁾	21.024.739	21.024.739
Terrenos ⁽¹⁾	1.458.445	1.458.445
Equipo de transporte ⁽¹⁾	50.262	50.262
	-----	-----
TOTAL VALORIZACIONES	\$ 80.450.953	\$ 80.450.953
	=====	=====

(1) Valorización acumulada de los activos como consecuencia de su mayor valor respecto al valor histórico en libros según el avalúo realizado por la firma Sistemas 2000 Consultores S.A.S., durante la vigencia 2014.



NOTA 11. CUENTAS POR PAGAR

Las cuentas por pagar corresponden a las obligaciones que se adquieren con terceros, relacionadas con las operaciones que lleva a cabo DISPAC en desarrollo de sus funciones.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
CUENTAS POR PAGAR A CORTO PLAZO		
Cuentas por pagar por bienes y servicios (1)	\$6.896.634	\$1.919.126
Acreedores	53.070	0
Retención garantías contratistas (2)	23.822	1.913.316
Retención en la fuente (3)	776.573	407.489
Subsidios asignados (4)	58.020	85.242
Impuestos, contribuciones y tasas (5)	0	57.913
Impuesto al valor agregado - IVA	16.439	9.946
	-----	-----
Subtotal	\$7.824.558	\$4.393.032
	\$2.382.494	\$226.275
Recursos recibidos en administración (6)		
	-----	-----
TOTAL CUENTAS POR PAGAR	\$10.207.052	\$4.619.307
	=====	=====

1) CUENTAS POR PAGAR BIENES Y SERVICIOS

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Proveedores de inversión	\$ 1.695.426	\$ 1.228.169
Proveedores de producción	1.473.800	625.215
Proveedores otros costos y gastos	3.554.126	48.027
Proveedores de operación comercial	173.282	17.715
	-----	-----
TOTAL CUENTAS POR PAGAR BIENES Y SERVICIOS	\$6.896.634	\$ 1.919.126
	=====	=====

(2) RETENCIÓN GARANTÍAS CONTRATISTAS

Representa el valor de las retenciones de garantías aplicadas al contratista DISICO, en desarrollo del contrato de interconexión eléctrica – Fase I.

(3) RETENCIÓN EN LA FUENTE

Corresponde a las retenciones en la fuente y de industria y comercio, practicadas por DISPAC y la fiduciaria Bancolombia.

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Retención en la fuente por renta	\$ 758.289	\$ 391.863
Impuesto al valor agregado - IVA	15.362	12.746
Impuesto de industria y comercio	2.922	2.880
	-----	-----
TOTAL RETENCIONES EN LA FUENTE	\$776.573	\$407.489
	=====	=====

(4) SUBSIDIOS ASIGNADOS

Representa los dineros consignados por el Fondo de Energía Social según resolución RESOL N° 4 1160 DEL 23-10-15 de Octubre de 2015, los cuales queda un saldo para aplicar desde enero de 2016 de \$ 58.019.608.

(5) IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS

Corresponde a la última cuota del impuesto de industria y comercio del municipio de Quibdó por valor de \$ 0 para el año 2015 y \$57.913 para el año 2014.

(6) RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Proyectos gerencia – FAER	\$0	\$ 165.906
Proyectos gerencia – Fondo Nacional de Regalías	2.382.266	60.141
Proyecto Quibdó – Atrato	228	228
	-----	-----
TOTAL RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN	\$ 2.382.494	\$226.275
	=====	=====

NOTA 12. OBLIGACIONES LABORALES

Las obligaciones laborales corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Vacaciones por pagar	\$ 18.682	\$15.069
Cesantías por pagar	5.718	5.466
Intereses sobre las cesantías por pagar	868	656
	-----	-----
TOTAL DEPÓSITOS RECIBIDOS DE TERCEROS	\$25.086	\$21.191
	=====	=====



NOTA 13. PASIVOS ESTIMADOS

Los pasivos estimados corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
PASIVOS ESTIMADOS		
Provisión obligaciones fiscales (1)	\$870.349	\$1.006.189
Provisión para contingencias (2)	960.909	1.127.760
Otras provisiones diversas (3)	6.451.895	9.632.631
	-----	-----
TOTAL PASIVOS ESTIMADOS	\$8.283.153	\$11.766.580
	=====	=====

(1) PROVISIÓN OBLIGACIONES FISCALES

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Industria y comercio (Chocó)	549.882	489.781
Industria y comercio (Bogotá)	0	211
Impuesto Sobre la Renta para la Equidad (a)	293.434	489.164
Predial unificado	27.033	27.033
	-----	-----
TOTAL PROVISIÓN OBLIGACIONES FISCALES	\$870.349	\$1.006.189
	=====	=====

a) Las disposiciones fiscales aplicables a la Compañía estipulan que:

La tarifa aplicable al impuesto sobre la renta por el año 2015 es del 25%, impuesto sobre la renta para la equidad – CREE con una tarifa del 9%, el cual entró en vigencia a partir del primero de enero de 2013.

DETALLE	2015	2014
Utilidad antes de impuestos	\$1.079.907	\$2.293.134
Más gastos no deducibles		
Impuesto al patrimonio	1.060.703	1.469.606
Provisión de deudores	603.262	1.451.269
Provisión Cartera Fiscal	-72.553	
Gravamen al movimiento financiero	173.356	176.769
Provisión para contingencias -demandas	477.320	200.000
Otros gastos extraordinarios	58.422	107.500
Intereses adquisición bienes y servicios	4.606	942
Total gastos no deducibles	2.305.116	3.406.086
Menos ingresos no gravables		
Recuperación de provisión por demandas	-214.544	-243.288
Impuesto predial y de industria y comercio	89.900	-20776
Total ingresos no deducibles	-124.644	-264.064
Total Gastos Contables	2.180.472	3.142.022
Renta líquida del ejercicio	3.260.379	5.435.156
Compensación pérdidas fiscales	0	-5.435.156
Renta líquida gravable impuesto de renta	0	-
Provisión neta para impuesto sobre la renta ordinaria	-	-
Renta líquida gravable impuesto sobre la renta para la equidad	\$3.260.379	\$5.435.156
Provisión para impuestos sobre la renta para la equidad	\$293.434	\$489.164

(2) PROVISIONES PARA CONTINGENCIAS

Corresponde a provisiones para cubrir probables hechos que puedan afectar la estructura financiera de la empresa, como resultado de algunas demandas de responsabilidad civil extracontractual y procesos contenciosos administrativos en contra de DISPAC. Los criterios utilizados para el cálculo de la provisión dependen del estudio de riesgo que realiza la empresa, en la cual se decide provisionar las contingencias judiciales de más alta posibilidad de condena.

De acuerdo con el tipo de proceso estos se clasifican de la siguiente manera:

2015				
TIPO DE ACCIÓN	RIESGO DEMANDA	CANTIDAD	CUANTÍA DEMANDA	VALOR PROVISIÓN
Reparación directa	Alto - medio	15	\$ 2.519.793	\$ 230.000
Responsabilidad civil extracontractual	Alto - medio - bajo	11	787.299	450.909
Demanda de servidumbre	Medio	3	369.963	50.000
Ordinario laboral	Medio	1	350.000	230.000
TOTALES	34		\$ 4.027.055	\$ 960.909

2014				
TIPO DE ACCIÓN	RIESGO DEMANDA	CANTIDAD	CUANTÍA DEMANDA	VALOR PROVISIÓN
Reparación directa	Alto - medio	15	\$ 9.110.051	\$ 440.000
Responsabilidad civil extracontractual	Alto - medio - bajo	11	3.805.999	466.282
Acción de grupo	Medio	2	1.585.823	-
Demanda de servidumbre	Medio	3	619.963	41.478
Ordinario laboral	Medio	1	250.000	180.000
Acción ordinaria civil	Bajo	1	15.000	-
Ordinario contractual	Medio	1	98.478	-
TOTALES	34		\$ 15.485.314	\$ 1.127.760

(3) OTRAS PROVISIONES DIVERSAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
Proveedores costos de producción (a)	\$ 1.787.514	\$ 5.218.392
Operación comercial (b)	4.382.398	4.132.256
Proveedores de inversión	281.983	281.983
TOTAL OTRAS PROVISIONES DIVERSAS	\$6.451.895	\$9.632.631

a) En 2015 incluye la provisión por concepto de remuneración del gestor del mes de Diciembre, por valor de \$1.787.514.

b) Corresponde a los consumos de energía en bolsa y por contrato del mes de diciembre de 2015, de los proveedores XM por valor de \$3.824.610 y uso de otras redes por \$ 577.788 como otros costos asociados a la energía del mes de diciembre.

NOTA 14. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

Los recaudos a favor de terceros corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS		
Convenios alumbrado público ⁽¹⁾	\$ 193.405	\$ 183.985
Acreditados por remanente ⁽²⁾	390.513	305.384
TOTAL RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS	\$583.918	\$489.309

(1) Corresponde al recaudo del mes de diciembre de la tasa de alumbrado público del municipio de Quibdó y de Istmina.

(2) Saldo a favor de los usuarios por mayor valor en el pago de la factura de servicios públicos y/o pago anticipado del servicio de energía.

NOTA 15. PRESTAMOS DE BANCA COMERCIAL

Corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
PRESTAMOS DE BANCA COMERCIAL		
Prestamos de banca comercial (a)	\$ 5.000.000	\$5.000.000

a) Crédito adquirido con Bancolombia el 22 diciembre de 2014, a una tasa de interés nominal del 7,3696% más 3 puntos adicionales, el crédito será cancelado en un plazo de 144 meses, incluido 24 meses de período de gracia a capital, mediante 120 cuotas mensuales y consecutivas así 1) 119 cuotas por valor de \$41.667 y 2) una cuota por valor de \$41.668, la primera de las cuales deberá pagarse el 23 de enero de 2017, la segunda el 23 de febrero de 2017 y así sucesivamente hasta el pago de la obligación. Durante el plazo la empresa pagará sobre saldos de capital (incluyendo el período de gracia) intereses corrientes liquidados a la tasa DTF (T.A.) certificada por el Banco de la República o la entidad que haga sus veces, adicionada en tres puntos.



NOTA 16. PATRIMONIO

Se encuentra conformado de la siguiente manera:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
PATRIMONIO INSTITUCIONAL		
Capital suscrito y pagado (1)	\$131.344.200	\$131.344.200
Reservas de ley (2)	180.397	0
Resultado de ejercicios anteriores (3)	(40.537.328)	(42.160.900)
Resultado del presente ejercicio	786.474	1.803.970
Superávit por valorización (4)	80.450.953	80.450.953
TOTAL PATRIMONIO	\$172.224.696	\$171.438.223

(1) CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO		
Capital autorizado	\$ 131.432.400	\$ 131.432.400
Capital por suscribir	(88.200)	(88.200)
TOTAL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	\$ 131.344.200	\$ 131.344.200

Cuadro resumen del capital suscrito y pagado con corte al 31 de diciembre de 2015

ACCIONISTA	CAPITAL AUTORIZADO		CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO		CAPITAL POR SUSCRIBIR		%
	N° ACCIONES	VALOR	N° ACCIONES	VALOR	N° ACCIONES	VALOR	
Ministerio de Minas y Energía	985.438	\$ 98.543.800	985.438	\$ 98.543.800	882	\$ 88.200	75,0271
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	328.000	32800.000	328.000	32800.000			24,9725
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
TOTALES	1.313.442	\$ 131.344.200	1.313.442	\$ 131.344.200	882	\$ 88.200	100%

Valor nominal: \$100 mil pesos.

(2) RESERVAS DE LEY

Por disposición de la Asamblea General de Accionistas, en reunión celebrada el 19 de marzo de 2014, y según consta en acta N° 021, tanto la utilidad del ejercicio 2013 como las reservas legales constituidas, se utilizaron para enjugar las pérdidas acumuladas. Lo anterior se encuentra amparado por el artículo 456 del Código de Comercio.

(3) RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES

Las pérdidas acumuladas corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
Pérdida del año 2002	(\$4.344.967)	(\$4.344.967)
Pérdida del año 2003	(638.069)	(638.069)
Utilidad del año 2004	23.757	23.757
Pérdida del año 2005	(4.241.218)	(4.241.218)
Pérdida del año 2006	(806.249)	(806.249)
Pérdida del año 2007	(1.323.309)	(1.323.309)
Utilidad del año 2008	183.320	183.320
Utilidad del año 2009	5.665.938	5.665.938
Pérdida del año 2010	(42.084.954)	(42.084.954)
Utilidad del año 2011	406.651	406.651
Utilidad del año 2012	538.021	538.021
Utilidad del año 2013	3.705.298	3.705.298
Reserva de ley enjugada con pérdidas acumuladas	754.881	754.881
Utilidad del año 2014	1.623.572	-
TOTAL PÉRDIDA EJERCICIOS ANTERIORES	(\$40.537.128)	(\$42.160.900)

(4) SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN

Corresponde al mayor valor de los activos eléctricos, como resultado del avalúo realizado durante el año 2014, por la firma Sistemas 2000 Consultores S.A.S.

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
Redes, líneas y cables	\$ 57.917.507	\$ 57.917.507
Plantas, ductos y túneles	21.024.739	21.024.739
Terrenos	1.458.445	1.458.445
Equipo de transporte	50.262	50.262
TOTAL SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN	\$ 80.450.953	\$80.450.953

NOTA 17. CUENTAS DE ORDEN

Las cuentas de orden corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS		
Activos depreciados, agotados o amortizados ⁽¹⁾	\$ 15.152.595	\$ 15.152.595
Deudoras fiscales – corrección monetaria ⁽²⁾	13.201.011	13.201.011
Cartera castigada ⁽³⁾	9.242.088	9.242.088
Material desmontado ejecución contratos	5.722.434	5.722.434
Propiedades Planta y Equipo	487.097	487.097
Intereses cartera ⁽⁴⁾	4.109.604	3.335.787
Litigios y demandas ⁽⁵⁾	1.824.561	1.824.561
Baja de activos por siniestros ⁽⁶⁾	744.666	744.666
Recuperación cartera castigada	6.057	7.810
Recursos de inversión utilizados en operación	3.212	3.212
Intereses sobre facturación al municipio de Quibdó	0	1.665
TOTAL CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	\$50.493.325	\$49.722.926

- 1) Corresponde principalmente a la línea Bolombolo – Quibdó por valor de \$12.539.088 y a otros activos eléctricos adquiridos a Electrochocó y al IPSE al inicio de operaciones, los cuales se depreciaron totalmente durante la vigencia 2011.
- 2) Las deudoras fiscales reflejan el efecto neto de la exposición a la inflación de los activos y patrimonio.
- 3) Corresponde al saldo acumulado de la cartera capital y de intereses castigada durante los años 2012, 2013 y 2014 por valor de \$2.885.150, \$4.913.080 y \$1.443.858 respectivamente.
- 4) Corresponde a los intereses de mora generados sobre la cartera de los usuarios. En el proceso de castigo de cartera, se depuraron intereses por valor de \$736.480.
- 5) En los derechos contingentes por demandas se registran las pretensiones de la empresa en calidad de actor o demandante en procesos ejecutivos.
- 6) En los activos dados de baja se registra el valor de los equipos y/o



elementos que quedaron inservibles a raíz de los siniestros ocurridos en las subestaciones de Istmina y Certegui.

CUENTAS ACREEDORAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS		
Gastos no deducibles en renta (Fiscales) ⁽¹⁾	\$ 35.467.753	\$ 34.697.354
Responsabilidades contingentes ⁽²⁾	15.025.572	15.025.572
TOTAL CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	\$ 50.493.325	\$ 49.722.927

(1) Corresponde a los gastos que por su naturaleza y que de acuerdo con las normas tributarias vigentes no pueden ser deducibles para la liquidación del impuesto de renta y complementarios.

(2) Las responsabilidades contingentes representan actos procesales por medio de demandas de terceros contra la empresa, corresponden a



procesos de responsabilidad civil extracontractual, proceso contencioso administrativo y acciones de cumplimiento, populares y de grupo.

NOTA 18. INGRESOS

Corresponden a la venta por consumo de energía, a los cargos por uso del sistema de transmisión regional, conexión a los activos del Sistema de transmisión nacional, acciones de corte y reconexión, venta de bienes, alquiler de postera y otros servicios asociados con la comercialización y distribución de energía.

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
INGRESOS OPERACIONALES		
Ventas de servicios (1)	\$ 85.054.657	\$ 75.334.593
Venta de bienes	28.193	22.644
	-----	-----
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	\$85.082.850	\$75.357.237
	=====	=====

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
(1) VENTA DE SERVICIOS		
Consumo de energía (a)	\$ 65.184.035	\$ 52.412.985
Remuneración activos del STR	14.006.157	14.285.616
Consumo de energía – estimado (Nota 5) (a)	0	5.610.514

Otros servicios de energía (b)	4.772.868	2.137.367
Sistema de distribución local SDL	747.050	586.615
Remuneración activos del STN	344.545	301.496
	-----	-----

TOTAL VENTA DE SERVICIOS DE ENERGÍA	\$85.054.657	\$75.334.593
	=====	=====

a) A continuación se detalla la facturación del servicio de energía por clase de servicio:

CLASE SERVICIO	2015	2014
Residencial	\$28.345.602	\$22.106.196
Comercial	11.495.090	9.262.915
Industrial	242.771	235.401
Oficial	5.878.249	4.449.362
Alumbrado público	1.516.940	1.204.174
Provisional	524.088	527.405
Subtotal	\$48.002.740	\$37.785.453
Bancos de descuentos	0	0
Total usuarios	\$48.002.740	\$37.785.453
Subsidios (*)	17.181.294	14.627.532
Total venta energía	\$65.184.035	\$52.412.985
Estimado consumo energía diciembre (*)	0	5.610.514
Total venta energía	\$65.184.035	\$58.023.499

(*) Estimado de los consumos de energía y energía en medidores del mes de diciembre, los cuales son facturados en enero de 2015.

b) Corresponde a la facturación de otros conceptos asociados a la prestación del servicio de energía:

OTROS CONCEPTOS FACTURADOS	2015	2014
Venta de Energía en Bolsa	\$3.627.304	\$1.032.575
Servicio Alumbrado Público	469.444	445.771
Acciones de Corte y Reconexión	445.071	304.150
Recuperación de Energía	154.890	314.260
Reintegro de Fraudes de Energía	75.609	34.669
Reposición Equipos y /o Materiales	550	5.942
Total Otros Conceptos Facturados	\$4.772.868	\$2.137.367



NOTA 19. COSTOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Los costos de prestación de servicios representan el valor de los costos incurridos por la empresa en la prestación del servicio de energía y corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
COSTOS DE VENTAS PRESTACIÓN DE SERVICIOS		
Energía y costos asociados (1)	\$ 52.410.797	\$ 45.605.669
Remuneración gestor	16.158.500	13.708.485
Otros costos de ventas (2)	4.604.728	4.610.994
SUBTOTAL COSTOS DE VENTAS DE BIENES Y SERVICIOS	\$73.174.025	\$63.925.148

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
(1) ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS		
Energía	\$ 43.437.043	\$ 37.618.077
Sistema transmisión nacional	5.016.775	4.282.439
Sistema transmisión regional	3.792.090	3.547.750
Sistema de intercambios comerciales y centro nacional de despacho	29.526	38.018
Liquidador y administrador de cuentas del STR – LAC	135.363	119.385
TOTAL ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS	\$52.410.797	\$45.605.669

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
(2) OTROS COSTOS DE VENTAS		
Asesoría técnica e interventoría	\$ 1.194.055	\$1.193.656
Consultoría en software	755.522	1.214.640
Mantenimiento líneas, redes y ductos	905.339	792.383
Telecomunicaciones	556.655	508.640
DES	476.397	377.273
Seguros	452.159	247.113
Costo por conexión - STN	124.962	136.855
Arrendamiento construcciones y edificaciones	87.131	89.266
Contribuciones FAER y PRONE	32.955	30.723
Bienes comercializados	19.553	20.445
TOTAL OTROS COSTOS DE VENTAS	\$4.604.728	\$4.610.994

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES		
Depreciaciones y amortizaciones	\$ 3.703.581	\$ 3.439.741
TOTAL DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	\$3.703.581	\$3.439.741

**NOTA 20. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN**

Los gastos de funcionamiento corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN		
Gastos generales (1)	\$ 874.785	\$ 1.089.637
Honorarios (2)	1.525.429	754.566
Sueldos y salarios	779.673	717.836
Otros gastos generales (3)	294.222	356.749
SUBTOTAL	\$3.474.109	\$2.918.788

1) Corresponde a:

CONCEPTO	2015	2014
Arrendamientos	\$368.355	\$ 345.541
Publicidad y propaganda	167.253	336.707
Viáticos y gastos de viaje	167.719	166.881
Promoción y divulgación	0	45.913
Comunicaciones y transportes	37.803	39.613
Impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones	45.595	37.843
Mantenimiento	6.843	33.374
Servicios de aseo, cafetería, restaurante	18.740	27.703
Otros gastos generales	27.176	21.991
Materiales y suministros	22.510	19.730

CONCEPTO	2015	2014
Combustibles y lubricantes	6.441	8.493
Servicios públicos	6.072	5.319
Fotocopias	216	317
Elementos de aseo, lavandería y cafetería	62	212
Total gastos generales	\$ \$874.785	\$ 1.089.637

2) Corresponde a los honorarios pagados por los siguientes conceptos:

CONCEPTO	2015	2014
Asesoría Técnica (a)	970.686	\$454.776
Honorarios Revisoría Fiscal	92.623	102.051
Junta Directiva	123.463	78.848
Asesoría Jurídica	215.919	42.020
Auditoría de Gestión	43.763	40.298
Asesoría Financiera	78.975	36.573
TOTAL HONORARIOS	\$1.525.429	\$754.566

a) El valor de la consultoría en sistemas de información fue reclasificado al costo dentro del grupo de telecomunicaciones (Nota 19).

3) Corresponde a:

CONCEPTO	2015	2014
Seguros generales	\$ 231.698	\$ 307.376
Certificación de calidad	20.126	42.838
Otros servicios	39.502	4.260
Gastos legales	2.896	2.275
Total otros gastos	\$294.222	\$356.749

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS		
Gravamen al movimiento financiero	\$ 346.713	\$ 353.538
Contribución SSPD	161.715	203.462
Cuota de fiscalización y auditaje – CGR	129.163	154.277
Otros impuestos y contribuciones	133.086	132.938
Contribución CREG	28.306	66.590
Industria y comercio	17.227	12.729
Impuesto a la riqueza	1.060.703	1.469.606

TOTAL IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS \$1.876.913 \$2.393.140

PROVISIONES

Provisión para deudores	\$603.262	\$ 2.166.072
Provisión industria y comercio	562.039	507.770
Provisión para contingencias	477.320	200.000

TOTAL PROVISIONES \$1.642.621 \$2.873.842



NOTA 21. INGRESOS Y GASTOS NO OPERACIONALES

Los ingresos y gastos no operacionales corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE DE	
	2015	2014
INGRESOS FINANCIEROS		
Intereses sobre depósitos en bancos	\$ 102.092	\$ 232.057
Intereses por mora	112.209	169.957
Intereses sobre depósitos en administración	34.714	53.674
Intereses por anticipos entregados a contratistas	935	2.816
Rendimientos anticipo ISA	0	358
Intereses por financiación usuarios	3.444	43
Otros Ingresos financieros	99.232	0
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	\$352.626	\$458.904
	=====	=====
OTROS INGRESOS		
Ingresos Ordinarios	60.000	0
Ingresos extraordinarios (1)	302.879	1.025.523
	\$362.879	\$1.025.523
	=====	=====
1) INGRESOS EXTRAORDINARIOS		
Comisiones (a)	0	550.000
Recuperaciones (b)	214.544	246.688
Aprovechamientos (c)	2.229	118.650
Arrendamientos – Uso postería (d)	63.279	64.905
Incumplimientos en liquidación de contratos	21.112	44.140
Otros ingresos extraordinarios	1.715	1.140
TOTAL INGRESOS EXTRAORDINARIOS	\$ 302.879	\$1.025.523
	=====	=====

a) Corresponden a la comisión pagada a DISPAC con concepto de administración de los recursos girados por el Ministerio de Minas y Energía, a través del FAER en el año 2014.

b) Incluye la recuperación por demandas falladas a favor de la empresa por valor de \$210.000, y la recuperación de provisión de Cartera \$ 4.533, Cartera castigada \$9.

c) Corresponde a la venta de material eléctrico dado de baja por valor de \$2.229, a sobrantes por ajustes en el inventario y otros ajustes por sobrantes en consignaciones.

d) Corresponde al ingreso por concepto de uso de postería, según contrato celebrado con la empresa Global TV, quien realizó cesión de contrato a la empresa Ruby Interconexiones y Comunicaciones SAS a partir del mes de junio de 2015, y al contrato suscrito con el municipio de Quibdó.

AL 31 DE DICIEMBRE DE

	2015	2014
GASTOS FINANCIEROS		
Intereses ^(a)	\$ 549.828	\$ 121.772
Comisiones y gastos bancarios	219.043	103.738
Administración fiducia	36.625	36.529
	-----	-----
TOTAL OTROS GASTOS	\$805.496	\$262.039
	=====	=====

a) Corresponde a los intereses generados por el crédito de tesorería adquirido con Bancolombia.

OTROS GASTOS 2015 2014

Ajuste ejercicios anteriores – Interventoría	\$..... 0	-\$ (1.484.402)
Otros gastos extraordinarios ^(a)	41.731	186.167
GMF recursos FAER años anteriores	0	34.066
	-----	-----
TOTAL OTROS GASTOS	\$ 41.731	\$(1.264.169)
	=====	=====

a) De los gastos extraordinarios \$38.186 corresponden a conciliaciones pagadas a terceros en el año 2015 y \$3.545 a otros gastos.



CESAR MERA CAMPO

Contador DISPAC SA ESP

TP 141527-T

