

INFORME FINANCIERO ISAGEN S.A. E.S.P.

En lo corrido del año 2011, los ingresos operacionales de ISAGEN fueron de \$1.241.188 millones, superiores un 16% a los obtenidos en el mismo periodo del año anterior. La utilidad neta fue de \$361.373 millones, 73% superior a la obtenida en el año 2010.

A continuación, presentamos los principales hechos ocurridos en el mercado energético y en ISAGEN que influenciaron los resultados obtenidos durante el tercer trimestre del año.

REGULACIÓN INDUSTRIA

Las principales normas expedidas en el tercer trimestre relacionadas con la Industria de la Energía Eléctrica y Gas fueron las siguientes:

NORMAS ASOCIADAS AL CARGO POR CONFIABILIDAD

Se expidieron las resoluciones CREG 106 y 109 de 2011 asociadas con el Cargo por Confiabilidad, mediante las cuales se amplía para el 27 de diciembre el plazo para la subasta del período diciembre de 2015 a noviembre de 2016 y para el 26 de enero de 2012 la subasta complementaria de plantas “GPPS” (plantas que entrarían en operación en periodos posteriores). Igualmente, se incluye la actividad de reporte de retiros temporales o definitivos de plantas existentes dentro de las actividades previstas para participar en las subasta. De otro lado, se define una opción con gas natural importado para respaldar las OEF, de tal forma que sea posible participar con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado. Adicionalmente, se establece que aquellos agentes que requieran realizar el traslado de una planta de generación en operación comercial, podrán seleccionar el Período de Vigencia de la Obligación entre uno (1) y tres (3) años.

NORMAS ASOCIADAS A ENERGÍA ELÉCTRICA

Se expidió el Proyecto de Resolución CREG 090 de 2011 para la adopción del Mercado Organizado Regulado – MOR – que es un mercado centralizado, que busca cubrir la demanda regulada con contratos de energía estandarizados. Las compras harán parte de las transacciones de la Bolsa de Energía y se realizarán por medio de subastas de reloj descendente o de sobre cerrado. El esquema pretende igualar las condiciones de compra de energía para los comercializadores, lograr concurrencia, cubrir la demanda y lograr eficiencia en la compra de la energía. Los comercializadores que cubren demanda regulada están obligados a participar en la subasta, los comercializadores que atienden demanda no regulada y los vendedores participan de manera voluntaria.

Se expidió el Decreto del Ministerio de Hacienda No. 2915 de 2011 que reglamenta parcialmente la Ley 1430 de 2010, de tal forma que los usuarios industriales cuya actividad económica principal a 31 de diciembre de 2010, esté registrada en el Registro Único Tributario (RUT), en los códigos 011 a 456 de la Resolución DIAN 00432 de 2008, dejarán de pagar a partir de 2012 la contribución

del 20% sobre el costo de la prestación del suministro de energía eléctrica y por otro lado, tendrán un descuento del 50% de la contribución en el impuesto de renta para el 2011.

La Comunidad Andina de Naciones expidió la Decisión CAN 757 que establece una prórroga adicional de dos años para la Decisión CAN 536 asociada con el Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad. El régimen transitorio para Colombia y Ecuador incluye las reglas para la interconexión y el intercambio de electricidad entre estos dos países. La presente Decisión posibilita a Colombia, Ecuador y Perú a la libre contratación de los agentes de diferentes países. Se mantiene un esquema de precios diferenciados entre los mercados y que las rentas de congestión sigan siendo asignadas en partes iguales para cada mercado. Además, se establece en caso de haber contratos de exportación, que el agente exportador reconozca las rentas de congestión proporcionales a la energía exportada.

NORMAS ASOCIADAS A GAS NATURAL

Se expidieron las resoluciones CREG 097 y 118 de 2011, que corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 126 de 2010, con relación al factor de utilización de gasoductos, se define el procedimiento de comercialización de gas para campos con producción mayor a 30 MPCD durante el período de Transición que va hasta el 31 de diciembre de 2011 y se establecen restricciones comerciales para controlar la posición de dominio de los productores de este energético.

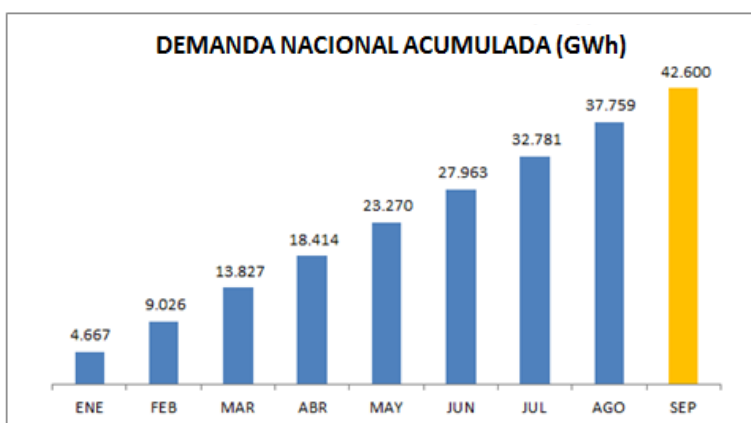
Por su parte se expide la resolución CREG 119 de 2011 que permite a los transportadores de gas adoptar opciones tarifarias que moderen el impacto que tendrían las nuevas tarifas de transporte que se introducen mediante la resolución 126 de 2010, cuando se presente un incremento superior al 15% respecto de la tarifa anterior.

DEMANDA DE ENERGÍA

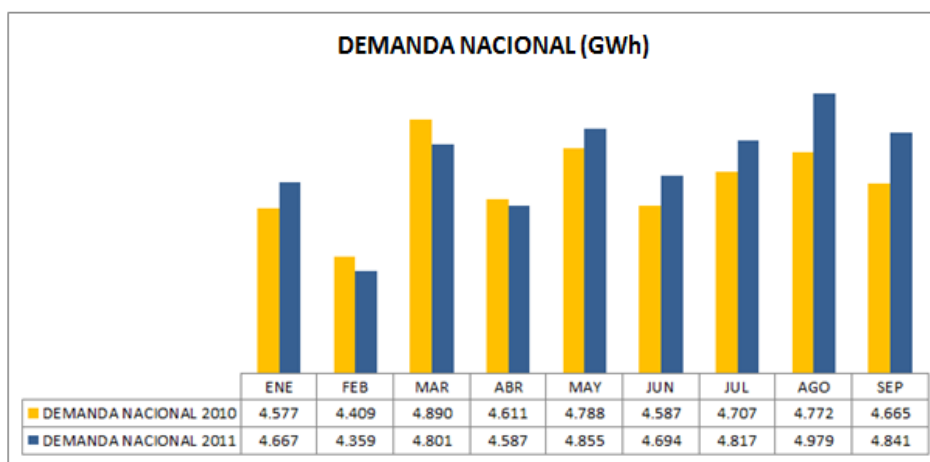
La Demanda Nacional total a septiembre 30 de 2011 fue de 42.605 GWh, lo cual representó un incremento del 1,4% frente a la Demanda Nacional presentada en el mismo periodo del año 2010 que fue de 42.006 GWh.

Se destaca el impacto que ha tenido sobre el comportamiento de la demanda el mantenimiento en Cerromatoso que se ha llevado a cabo desde febrero del presente año y se espera finalice en noviembre. Esto ha generado un menor crecimiento de la demanda, ya que si no se incluyera la demanda de Cerromatoso, el crecimiento de la demanda hubiera sido del 2,2%.

La demanda acumulada para los últimos doce meses es de 56.741 GWh, lo que representa un crecimiento de 1,2% frente a lo registrado en los doce meses anteriores, es decir, en el período octubre 2009 – septiembre 2010.



En cuanto a la demanda mensual se destaca que desde junio del presente año, la demanda viene creciendo por encima entre el 2% y el 4%, lo cual es un indicador del buen comportamiento de la economía en el país.



Fuente: Neón – XM

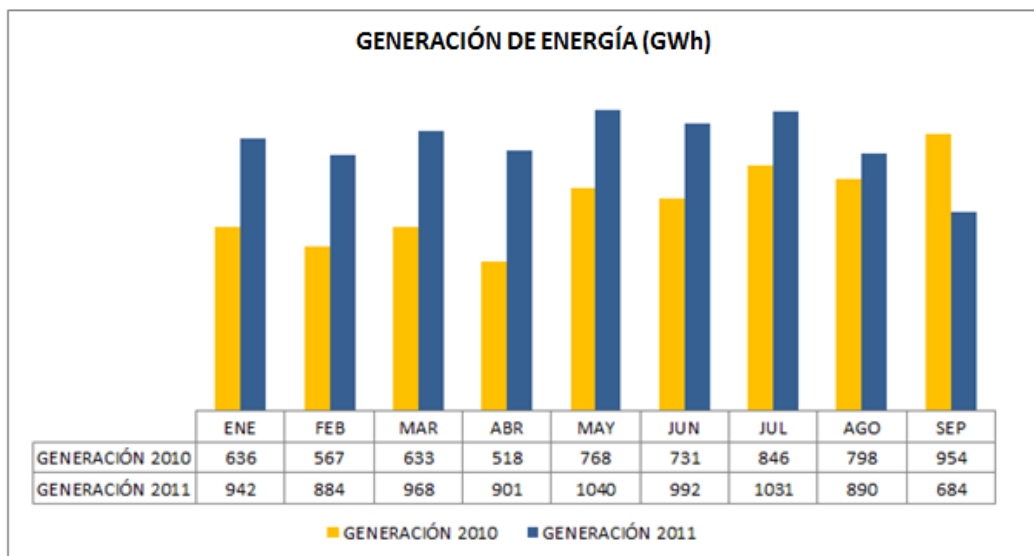
GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación presentada en el tercer trimestre del año fue muy similar a la presentada en el mismo trimestre del año 2010, ya que ambos periodos presentaban similares niveles de afluencias hidrológicas. Sin embargo, frente a los trimestres anteriores de 2011 se muestra una menor generación debido a que las afluencias hidrológicas estuvieron por debajo de los niveles históricos, especialmente en el mes de septiembre.

En lo corrido del año 2011, la generación de cada una de las centrales de ISAGEN ha sido superior en promedio en un 29% a la presentada en el mismo periodo del año 2010. Vale la pena mencionar que la generación de Termocentro ha sido un 26% inferior a la que se dio el año pasado, esto debido a las mayores afluencias hídricas que hacen que la demanda de energía sea cubierta con generación hidráulica.

Con respecto a las condiciones climáticas, de acuerdo con información de Centros Internacionales de Predicción y a los análisis del IDEAM, un nuevo fenómeno "La Niña" se encuentra en proceso de formación, que de consolidarse, sus efectos se reflejarían durante este fin de año y principios de 2012.

La generación acumulada de ISAGEN a 30 de septiembre de 2011 fue de 8.332 GWh, lo que representa un incremento del 29% frente a la generación obtenida en el mismo periodo del año 2010.



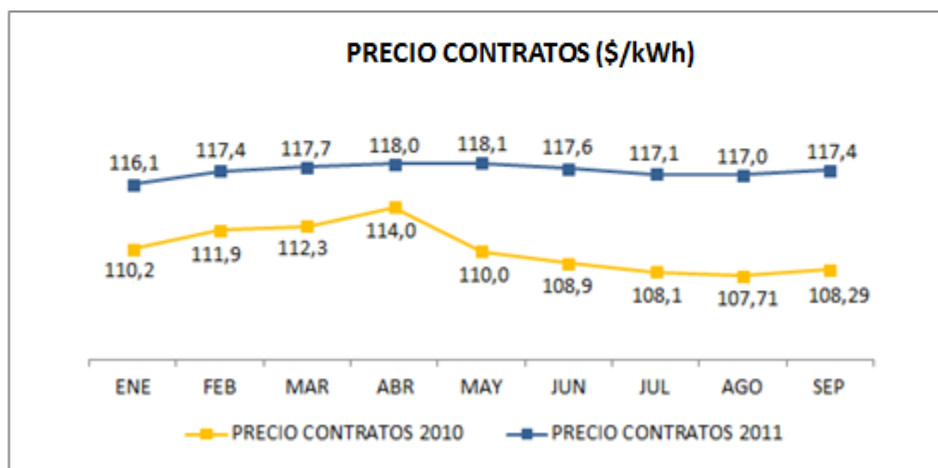
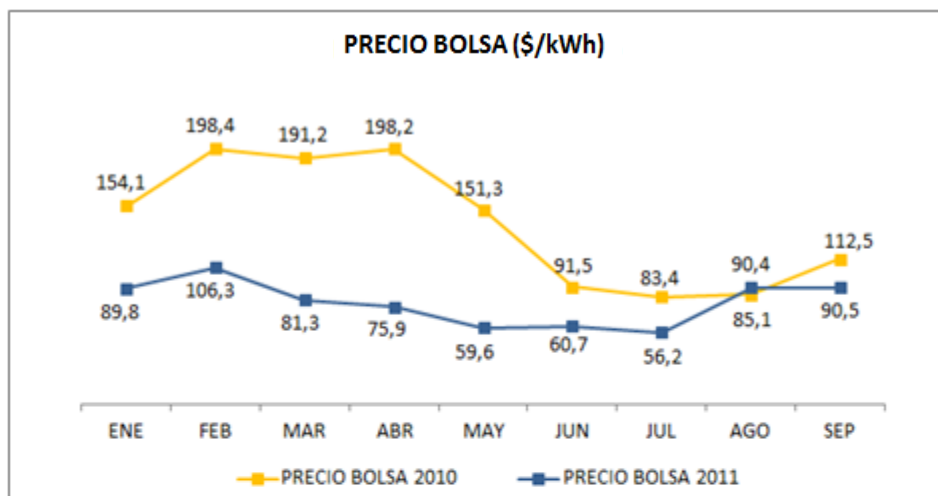
Fuente: Neón – XM

PRECIOS DE MERCADO

En lo corrido del año 2011 los precios de bolsa han estado por debajo de los presentados en el año 2010, con excepción del mes de agosto donde el precio fue superior al presentado en el mismo mes en el año anterior.

Este comportamiento en los precios de bolsa se explica en gran medida por las altas reservas de recurso hídrico en el Sistema, las cuales son suficientes para cubrir la mayor parte de la demanda.

Con respecto al comportamiento de los precios de contratos, estos han estado por encima de los presentados en el año 2010. El crecimiento promedio de los precios ha sido acorde con el comportamiento del IPP.



Fuente: Neón - XM

RESULTADOS TRIMESTRALES

PRINCIPALES CIFRAS	1T 2011	2T 2011	3T 2011	3T 2010	% Variación
Generación (GWh)	2.794	2.933	2.605	2.599	0,2%
Ingresos operacionales (Millones \$)	401.908	409.418	429.862	351.918	22%
Compras de energía (Millones \$)	54.873	57.105	84.865	37.480	126%
Utilidad Operacional (Millones \$)	159.270	154.778	143.388	159.459	-10%
Margen Operacional	40%	38%	33%	45%	-
EBITDA (Millones \$)	186.522	181.640	170.262	186.169	-9%
Margen EBITDA	46%	44%	40%	53%	-
Provisión Impuesto de Renta (Millones \$)	35.274	32.747	28.793	31.462	-8%
Utilidad Neta (Millones \$)	122.455	123.784	115.133	9.299	1138%
Margen neto	30%	30%	27%	3%	-

INGRESOS OPERACIONALES

INGRESOS OPERACIONALES	1T 2011	2T 2011	3T 2011	3T 2010	% Variación
Contratos Nacionales	323.185	349.955	347.621	265.016	31%
Contratos Internacionales	0	4.973	26.808	0	-
Transacciones en Bolsa	59.649	31.574	29.790	71.178	-58%
AGC	2.667	4.166	4.733	6.306	-25%
Desviaciones	62	122	308	52	492%
Gas	15.166	17.153	18.663	7.774	140%
Servicios Técnicos	1.179	1.475	1.939	1.592	22%
TOTAL	401.908	409.418	429.862	351.918	22%

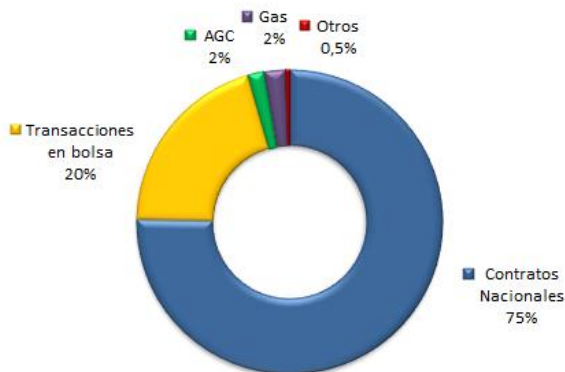
* Valores en millones de pesos

En el tercer trimestre del año, los ingresos operacionales tuvieron un incremento del 22% frente a los obtenidos en el mismo trimestre del año anterior. Se resaltan los siguientes hechos en el trimestre:

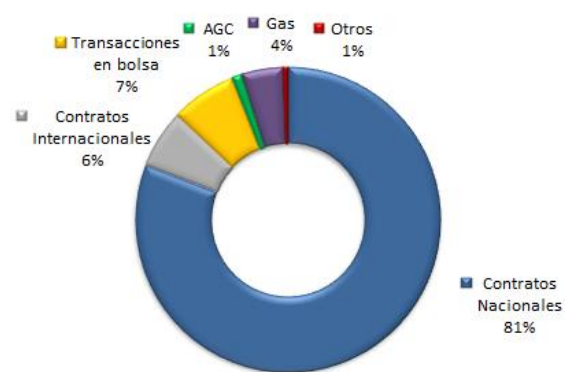
- Los ingresos por ventas de energía en contratos nacionales representaron el 81% dentro de los ingresos totales de ISAGEN. Se vendieron 2.435,8 GWh en contratos, 22% superior a las ventas realizadas en el mismo periodo del año 2010 que fueron de 1.907,2 GWh.
- Durante este trimestre continuaron las transferencias de energía a Venezuela a través del Circuito Corozo – San Mateo y del Circuito Cuestecitas – Cuatricentenario. Las exportaciones durante el trimestre totalizaron 112,65 GWh. En el mes de septiembre se alcanzó la cantidad más alta exportada a Venezuela desde que fueron reactivadas las transferencias a este país. Los ingresos por ventas de energía a Venezuela representaron el 6% del total de ingresos operacionales obtenidos durante el tercer trimestre del año.

- Los ingresos por ventas de energía en bolsa fueron inferiores a los obtenidos en el año 2010, lo cual está explicado por una mayor venta de energía en contratos y por el menor nivel en los precios del mercado *spot*. Durante el trimestre se vendieron en bolsa 715 GWh, 21% menos que lo vendido en el mismo periodo en el año 2010, donde se vendieron 908 GWh.
- Los ingresos por prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia - AGC - continuaron con la misma tendencia del trimestre anterior, resultado que es explicado por las oportunidades de optimización del recurso que se presentaron en la operación del período de análisis.
- Los ingresos por ventas de gas representaron el 4% del total de los ingresos obtenidos durante el trimestre. Al igual que el trimestre anterior, se presenta en este renglón un nivel superior al del año anterior, básicamente por el aumento en la disponibilidad de gas para la venta. La comercialización mediante ofertas mercantiles con Clientes Industriales y Mayoristas y las transacciones de SUBASTAGAS, permitieron recuperar en promedio durante el trimestre el 57% de los costos acumulados de los contratos de suministro de gas.
- Con respecto a los ingresos por servicios técnicos, estos tuvieron un incremento del 22%, lo cual significa que la prestación de estos servicios a nuestros clientes cada vez toma más relevancia dentro de la operación comercial de la Compañía.

INGRESOS OPERACIONALES 3T 2010



INGRESOS OPERACIONALES 3T 2011



Fuente: ISAGEN

COSTOS OPERACIONALES

COSTOS OPERACIONALES	1T 2011	2T 2011	3T 2011	3T 2010	% Variación
Compras de energía	54.873	57.105	84.865	37.480	126%
Cargos por uso y conexión al STN	48.906	52.588	54.501	47.171	16%
CND, CRD'S Y SIC	1.776	1.804	1.742	1.919	-9%
Transferencia (Ley 99/93)	9.975	10.731	9.425	9.232	2%
Contribución FAZNI	3.123	3.272	2.909	2.775	5%
Depreciación	24.796	24.811	24.874	24.477	2%
Combustibles	43.065	35.917	43.309	11.046	292%
Otros gastos operacionales	36.670	45.592	41.852	36.203	16%
TOTAL	223.184	231.820	263.477	170.303	55%

* Valores en millones de pesos

En el tercer trimestre del año, los costos operacionales de ISAGEN fueron de \$263.477 millones, presentando un incremento del 55% frente a los registrados en el mismo período del año anterior. Este incremento en los costos esta explicado principalmente por:

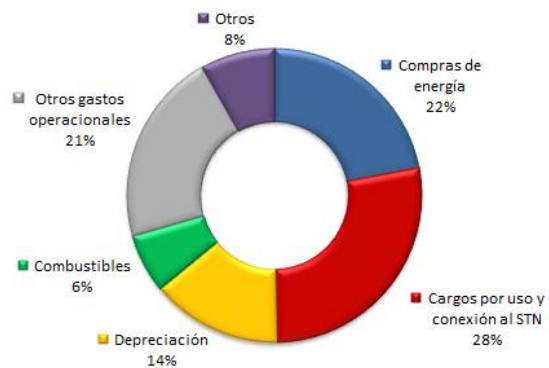
- En el tercer trimestre del año, las compras de energía representaron el 32% del total de los costos operacionales. Dichas compras fueron mayores a las realizadas en el mismo período del año anterior, debido a que se ha vendido más energía a través de contratos, la hidrología ha sido menor a la presentada en el mismo periodo del año pasado y por lo tanto, se requirieron mayores compras de energía para atender los compromisos comerciales.

Adicionalmente, se presentaron reconciliaciones positivas en el sistema causadas por las indisponibilidades de las líneas San Carlos - Cerromatoso y Porce – Cerromatoso, lo cual ha producido atrapamientos de energía en el área de Antioquia, lo que aumenta las reconciliaciones a pagar al sistema, incrementando de este modo el rubro de compras de energía.

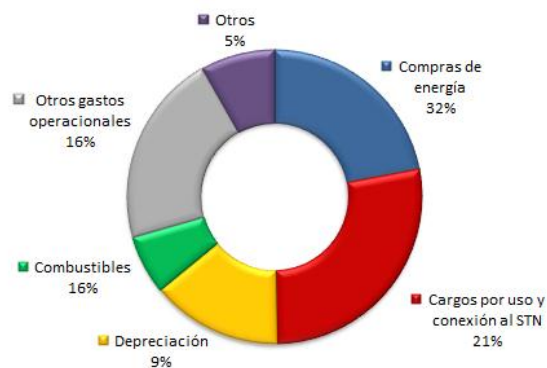
- Los cargos por conexión se incrementaron, debido al mayor volumen de ventas y al costo adicional que suponen las transferencias de energía a Venezuela a través de los circuitos Corozo – San Mateo y Cuestecitas – Cuatricentenario, dicho valor es pagado por Venezuela, así como el valor del STN que se genera por las transferencias a Venezuela.
- Los egresos por compras de gas tuvieron un incremento considerable respecto a los registrados en el trimestre anterior, lo cual es explicado por el aumento de las compras de gas y del nivel (porcentaje) de “take or pay” de las mismas, requeridas para respaldar el cargo por confiabilidad de la planta térmica. Es importante aclarar que los contratos de gas tienen una tarifa de indexación mensual lo que hace que estos costos sean variables.
- El incremento presentado en el rubro de otros gastos operacionales durante el trimestre, se debe a que durante este período se incurrió en costos adicionales de mantenimientos en las

centrales San Carlos (revisión banco de transformadores) y Jaguas (reparación de válvula cilíndrica) y se registraron costos por convenios de vigilancia de meses anteriores.

COSTOS OPERACIONALES 3T 2010



COSTOS OPERACIONALES 3T 2011



Fuente: ISAGEN

RESULTADOS ACUMULADOS

PRINCIPALES CIFRAS	ACUMULADO SEPTIEMBRE 2011	ACUMULADO SEPTIEMBRE 2010	%VARIACIÓN
Generación (GWh)	8.332	6.452	29%
Ingresos operacionales (Millones \$)	1.241.188	1.066.381	16%
Compras de energía (Millones \$)	196.843	176.895	11%
Utilidad Operacional (Millones \$)	457.436	413.232	11%
Margen Operacional	37%	39%	-
EBITDA (Millones \$)	538.424	493.214	9%
Margen EBITDA	43%	46%	-
Provisión Impuesto de Renta (Millones \$)	96.814	99.658	-3%
Utilidad Neta (Millones \$)	361.372	208.705	73%
Margen neto	29%	20%	-

INGRESOS OPERACIONALES

INGRESOS OPERACIONALES	ACUMULADO SEPTIEMBRE 2011	ACUMULADO SEPTIEMBRE 2010	%VARIACIÓN
Contratos Nacionales	1.020.761	775.566	32%
Contratos Internacionales	31.781	0	-
Transacciones en Bolsa	121.013	198.691	-39%
AGC	11.566	59.272	-80%
Desviaciones	492	305	61%
Gas	50.982	29.130	75%
Servicios Técnicos	4.593	3.418	34%
TOTAL	1.241.188	1.066.382	16%

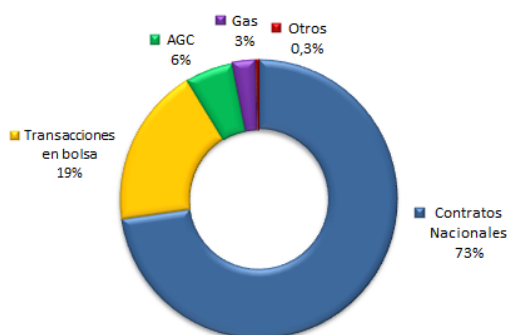
* Valores en millones de pesos

Los ingresos operacionales de ISAGEN al 30 de septiembre fueron de \$1.241.188 millones, 16% superiores a los obtenidos en el 2010. Dicho incremento se debe principalmente a los siguientes hechos:

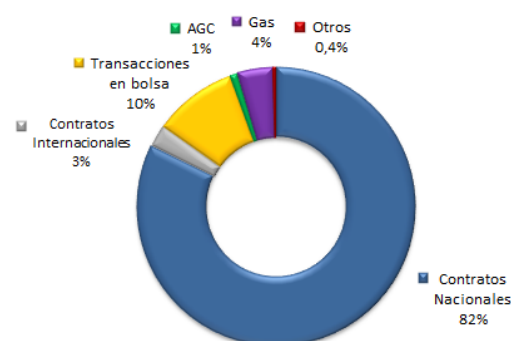
- Los ingresos por ventas de energía en contratos tuvieron una participación del 82% dentro del total de ingresos. En lo corrido del año 2011 se han vendido 7.009 GWh en contratos, 26% superior a lo vendido en el año 2010.
- Durante el año 2011 se reactivaron las transferencias de energía a Venezuela a través de los circuitos Coroza – San Mateo y Cuestecitas – Cuatricentenario. A 30 de septiembre de 2011 ISAGEN ha vendido a Venezuela 178,85 GWh y los ingresos por estas exportaciones representan el 2,6% de los ingresos totales
- Los ingresos por ventas de energía en bolsa presentaron una disminución del 39% frente a los obtenidos en el mismo período del año anterior, esto debido a que la mayor parte de la energía fue vendida en contratos gracias a la mayor generación que se ha dado durante el año y al menor nivel en los precios de la energía en el mercado *spot*.

- Los ingresos por ventas de gas crecieron 75% comparados con los obtenidos el año anterior, esto gracias a la mayor disponibilidad de gas para comercializar y a los esfuerzos comerciales que ha hecho la Compañía para recuperar el gas no usado a través de la comercialización mediante ofertas mercantiles con Clientes Industriales y Mayoristas y las transacciones de SUBASTAGAS, lo que ha permitido recuperar en promedio el 64% de los costos acumulados de los contratos de suministro de gas natural.

INGRESOS OPERACIONALES A SEPTIEMBRE 2010



INGRESOS OPERACIONALES A SEPTIEMBRE 2011



Fuente: ISAGEN

COSTOS OPERACIONALES

COSTOS OPERACIONALES	ACUMULADO SEPTIEMBRE 2011	ACUMULADO SEPTIEMBRE 2010	%VARIACIÓN
Compras de energía	196.843	176.895	11%
Cargos por uso y conexión al STN	155.995	131.646	18%
CND, CRD'S Y SIC	5.322	5.475	-3%
Transferencia (Ley 99/93)	30.131	22.433	34%
Contribución FAZNI	9.304	6.896	35%
Depreciación	74.481	73.111	2%
Combustibles	122.291	74.220	65%
Otros gastos operacionales	124.114	102.809	21%
TOTAL	718.481	593.485	21%

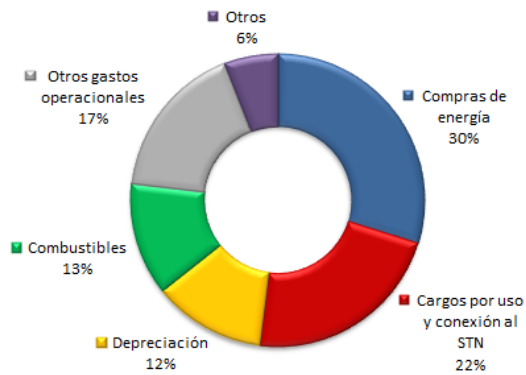
* Valores en millones de pesos

A 30 de septiembre de 2011, los costos operacionales fueron de \$718.481 millones, 21% superiores a los obtenidos en el mismo período del año 2010. Dicho incremento está explicado principalmente por lo siguiente:

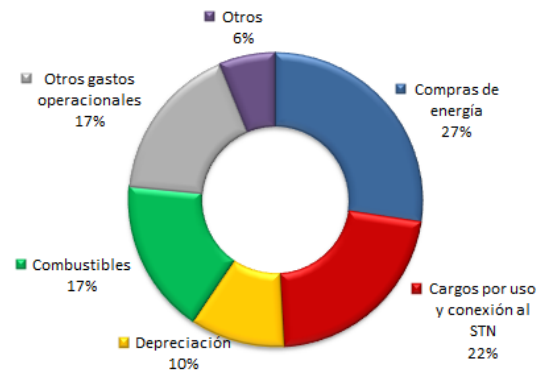
- Mayores compras de energía en el tercer trimestre para cumplir con los compromisos comerciales.

- Mayores cargos por uso y conexión al STN, los cuales se deben principalmente a las mayores ventas en contratos y especialmente las transferencias de energía a Venezuela.
- Mayores compras de gas requeridas para respaldar el cargo por confiabilidad de Termocentro e incremento de los niveles de “take or pay”.

**COSTOS OPERACIONALES
A SEPTIEMBRE 2010**



**COSTOS OPERACIONALES
A SEPTIEMBRE 2011**

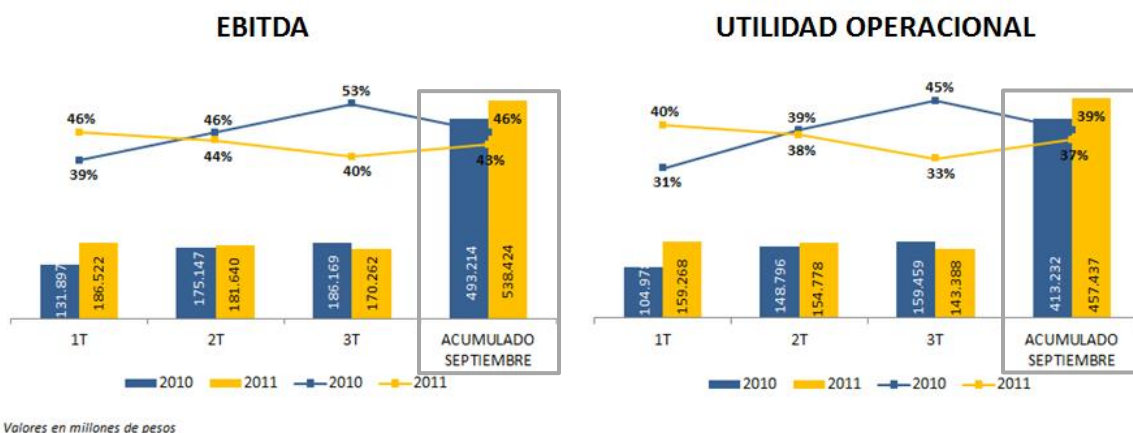


Fuente: ISAGEN

MARGEN OPERACIONAL Y EBITDA

Los resultados operacionales obtenidos a 30 de septiembre de 2011 fueron superiores a los obtenidos el año pasado, esto gracias a que durante este año la generación ha sido superior en un 29%, a que la mayor cantidad de energía ha sido vendida en contratos a precios superiores a los del año anterior y en general a la buena operación comercial que ha tenido la Compañía durante el año.

Por otro lado, en el tercer trimestre los márgenes operacionales son inferiores a los que se venían obteniendo en los trimestres anteriores. Esta reducción obedece a un incremento en los costos operacionales en mayor proporción al presentado en los ingresos operacionales, jalonado principalmente por las mayores compras de gas y su nivel de “take or pay”.

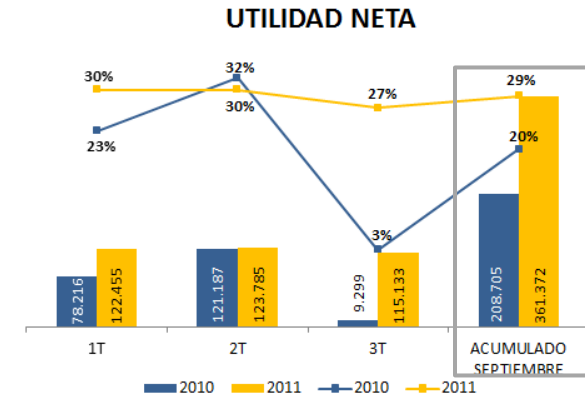


Valores en millones de pesos

Fuente: ISAGEN

UTILIDAD NETA

A septiembre de 2011, la utilidad neta creció un 73% frente a la obtenida el año pasado, esto gracias a los buenos resultados operacionales obtenidos durante lo corrido del año 2011 y adicionalmente a que el año pasado en el período de análisis se registró la provisión correspondiente al laudo proferido por el tribunal arbitral, en relación con la demanda presentada por el consorcio integrado por la constructora Norberto Odebrecht y otros, para la construcción de la central hidroeléctrica Miel I, lo cual hizo que la utilidad neta del tercer trimestre del año 2010 presentara una disminución importante.



Valores en millones de pesos

Fuente: ISAGEN

BALANCE GENERAL

Las cifras de balance no presentaron variaciones significativas durante el trimestre de análisis. La principal variación del activo en el tercer trimestre del año obedece al aumento en las construcciones en curso, originado por los avances en la construcción de los proyectos de generación y que se ve compensado por una reducción en los activos de liquidez dispuestos para dichas inversiones.

Durante el trimestre se realizó el pago de intereses de los bonos por \$42.077 millones y la cancelación de la segunda cuota del impuesto al patrimonio por \$15.161 millones y el ajuste de la provisión del impuesto de renta por \$21.997 millones.

Activos	Corte Septiembre 2011	Corte Junio 2011	% Variación Trimestral	Corte Diciembre 2010	% Variación Año corrido
Activo Corriente	1.116.763	1.262.929	-11,6%	1.369.000	-18,4%
Activo no Corriente	4.131.662	3.820.099	8,2%	3.491.463	18,3%
Valorizaciones	634.847	634.848	0,0%	634.862	0,0%
TOTAL ACTIVO	5.883.272	5.717.876	2,9%	5.495.325	7,1%

* Valores en millones de pesos

Pasivo y Patrimonio	Corte Septiembre 2011	Corte Junio 2011	% Variación Trimestral	Corte Diciembre 2010	% Variación Año corrido
Pasivo	2.625.841	2.575.577	2,0%	2.314.403	13,5%
Patrimonio	3.257.431	3.142.299	3,7%	3.180.922	2,4%

* Valores en millones de pesos

BALANCE GENERAL
(Millones de Pesos)

ACTIVO	Septiembre 2011	Diciembre 2010	Variación	PASIVO Y PATRIMONIO	Septiembre 2011	Diciembre 2010	Variación
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
DISPONIBLE	551.841	521.685	6%	OBLIGACIONES FINANCIERAS	23.812	23.812	0,0%
RECAUDO DEMOCRATIZACION	203	212	-4%	PRIMA EMISION DE BONOS	6.232	6.232	0%
INVERSIONES PORTAFOLIO	151.765	507.225	-70%	CUENTAS POR PAGAR	262.757	172.413	52%
DEUDORES	372.488	282.583	32%	IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES	45.953	19.175	140%
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	9.884	23.256	-57%	OBLIGACIONES LABORALES	16.157	7.829	106%
INVENTARIOS	16.950	23.366	-27%	PASIVOS ESTIMADOS	85.660	38.845	121%
OTROS ACTIVOS	13.632	10.673	28%	OTROS PASIVOS	50.859	18.871	170%
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.116.763	1.369.000	-18%	TOTAL PASIVO CORRIENTE	491.430	287.177	71%
ACTIVO NO CORRIENTE				PASIVO NO CORRIENTE			
DEUDORES				OBLIGACIONES FINANCIERAS OPIC	456.780	468.685	-3%
Cientes	5.038	8.101	-38%	OBLIGACION BONOS	850.000	850.000	0%
Otros	17.569	15.860	11%	PRIMA BONOS	48.907	54.410	-10%
Anticipos y Avances proyectos	324.534	210.378	54%	OBLIGACIONES CREDITO CLUB DEAL	154.500	154.500	0%
Provisión deudores	(5.038)	(8.101)	-38%	LEASING LP	34.372	10.137	239%
	342.103	226.238	51%	IMPUESTO AL PATRIMONIO	60.585	-	0%
INVERSIONES	438	438	0%	OBLIGACIONES LABORALES	60.614	60.660	0%
PROPIEDADES PLANTA Y				RETENCIONES CONTRACTUALES	26.612	20.115	32%
EQUIPO, NETO	3.672.215	3.172.003	16%	LITIGIOS Y DEMANDAS	119.775	117.823	2%
	3.672.653	3.172.441	16%	CUENTAS POR PAGAR	10.364	0	
DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS				DEPOSITO FONDO SOLIDARIDAD	900	865	4%
Cargos Diferidos	36.182	26.096	39%	IMPUESTO DIFERIDO	311.002	290.031	7%
Otros Activos	46.352	56.549	-18%	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	2.134.411	2.027.226	5%
Bienes Adq Leasing	34.372	10.139	239%	TOTAL PASIVO	2.625.841	2.314.403	13%
	116.906	92.784	26%	CAPITAL SOCIAL			
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	4.131.662	3.491.463	18%	Autorizado:2.726.072.000 acciones comunes de valor unitario de \$25			
VALORIZACIONES	634.847	634.862	-0,002%	SUSCRITO Y PAGADO	68.152	68.152	0%
				RESERVA ART.130 E.T	632.954	556.580	14%
TOTAL ACTIVOS	5.883.272	5.495.325	7%	RESERVA LEGAL	51.134	51.134	0%
				SUPERÁVIT DE CAPITAL	49.344	49.344	0%
				REVALORIZACIÓN DEL PATRIMONIO	1.113.794	1.235.080	-10%
				RESERVA OCASIONAL INVERSIONES	365.232	195.393	87%
				UTILIDAD DEL EJERCICIO	361.373	409.776	-12%
				EFFECTO CAMBIO PGCP-AMORT ACUM	-19.399	-19.399	0%
				SUPERÁVIT POR VALORIZACION	634.847	634.862	0%
				TOTAL PATRIMONIO	3.257.431	3.180.922	2%
				TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	5.883.272	5.495.325	7%

ESTADO DE RESULTADOS
A 30 DE SEPTIEMBRE DE 2010 Y 2011
(Millones de pesos)

	Trimestral 2011			Acumulado		Variación
	1T	2T	3T	Septiembre 2010	Septiembre 2011	Acumulado
INGRESOS OPERACIONALES	401.908	409.418	429.862	1.066.380	1.241.188	16%
Energía	385.563	390.790	409.261	1.033.833	1.185.614	15%
Gas	15.166	17.153	18.662	29.130	50.981	75%
Servicios técnicos	1.179	1.475	1.939	3.417	4.593	34%
COSTOS DE VENTAS	223.185	231.820	263.477	593.485	718.482	21%
Compras de energía	54.873	57.105	84.865	176.895	196.843	11%
Cargos por uso y conexión al STN	48.905	52.588	54.501	131.646	155.994	18%
CND, CRD'S Y SIC	1.776	1.804	1.742	5.475	5.322	-3%
Transferencia Ley 99 / 93	9.975	10.731	9.425	22.433	30.131	34%
Contribución FAZNI	3.123	3.272	2.909	6.896	9.304	35%
Depreciación	24.796	24.811	24.874	73.111	74.481	2%
Combustibles	43.065	35.917	43.309	74.220	122.291	65%
Otros gastos operacionales	36.671	45.592	41.852	102.809	124.115	21%
UTILIDAD BRUTA	178.723	177.957	166.385	472.895	523.065	11%
GASTOS OPERACIONALES DE ADMINISTRACIÓN	19.456	22.819	22.997	59.666	65.272	9%
UTILIDAD OPERACIONAL	159.270	154.778	143.388	413.232	457.436	11%
MARGEN OPERACIONAL	40%	38%	33%	39%	37%	-
INGRESOS NO OPERACIONALES						
Intereses	5.644	9.059	9.337	20.088	24.040	20%
Portafolio	3.324	11.678	1.432	8.170	16.434	101%
Diferencia en Cambio	1.819	929	341	2.016	3.089	53%
Otros ingresos	5.470	4.451	4.455	28.233	14.376	-49%
	16.257	26.117	15.565	58.507	57.939	-1%
GASTOS NO OPERACIONALES						
Intereses	10.601	10.462	12.185	27.395	33.248	21%
Portafolio	-	8.662	-	199	8.662	4253%
Diferencia en Cambio	1.770	1.706	21	4.946	3.497	-29%
Otros gastos	5.426	3.534	2.821	130.837	11.781	-91%
	17.797	24.364	15.027	163.377	57.188	-65%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	157.728	156.531	143.926	308.362	458.185	49%
PROVISIÓN IMPUESTO DE RENTA	(35.274)	(32.746)	(28.793)	(99.658)	(96.813)	-2,9%
UTILIDAD NETA	122.455	123.784	115.133	208.705	361.372	73%
MARGEN NETO	30%	30%	27%	20%	29%	-