

EFFECTO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO CENTRAL HIDROELECTRICA
SOGAMOSO EN LOS RESULTADOS Y VALOR DE ISAGEN S.A. ESP

RUBENS HECTOR DARIO SANDOVAL TORRES

UNIVERSIDAD ICESI
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONOMICAS
MAESTRIA EN ADMINISTRACION
CALI
2010

EFFECTO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO CENTRAL HIDROELECTRICA
SOGAMOSO EN LOS RESULTADOS Y VALOR DE ISAGEN S.A. ESP

RUBENS HECTOR DARIO SANDOVAL TORRES

Trabajo de grado para optar al título de
Magíster en Administración

Director
ALVARO HERNAN SARRIA GARCES

UNIVERSIDAD ICESI
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONOMICAS
MAESTRIA EN ADMINISTRACION
CALI
2010

NOTA DE ACEPTACIÓN:

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Cali, _____

DEDICATORIA

Este trabajo y el esfuerzo implícito en su elaboración está dedicado especialmente a mi hija Laura Camila; mi razón de ser!.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a todas las personas que apoyaron de una forma u otra el desarrollo de este trabajo, y en especial manifiesta su agradecimiento:

A mis padres por su comprensión y apoyo permanente.

A mi esposa Yamileth, por su compañía, comprensión y motivación.

A mi hija Laura Camila, por regalarme su sonrisa, alegría y animarme a ser mejor cada día.

A mi Director de Tesis, Álvaro Hernán Sarria, por su buena disposición y apoyo para desarrollar el proyecto.

Al Doctor Gustavo Moreno Montalvo, Gerente de GM Consultores S.A.S, por sus valiosos conceptos.

A la Universidad ICESI y en especial al personal de apoyo de la Facultad de Ciencias Administrativa y Económicas, a Leysa y Beatriz, por toda su colaboración.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	15
1. FORMULACION DEL PROBLEMA	17
2. JUSTIFICACIÓN	18
3. OBJETIVOS	19
3.1 OBJETIVO GENERAL	19
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
4. MARCO TEORICO	20
5. METODOLOGIA	30
6. ASPECTOS RELEVANTES PARA EL ESTUDIO	32
6.1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	32
6.1.1 RESEÑA HISTÓRICA	32
6.1.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	34
6.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE ENERGÍA EN COLOMBIA	40
6.2 ISAGEN S.A. - ESP	43
6.2.1 ASPECTOS SOCIETARIOS	44
6.2.2 ASPECTOS COMERCIALES	45

6.2.3	ASPECTOS OPERACIONALES	48
6.2.4	ASPECTOS ADMINISTRATIVOS	50
6.2.5	ASPECTOS FINANCIEROS	51
6.3	EL PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA SOGAMOSO	54
7.	DESARROLLO DEL ESTUDIO	58
7.1	SUPUESTOS MACROECONÓMICOS	58
7.2	SUPUESTOS DE OPERACIÓN	60
7.3	SUPUESTOS DE INGRESOS	61
7.4	SUPUESTOS DE COSTOS Y GASTOS	64
7.5	SUPUESTOS DEL BALANCE	68
7.6	ESCENARIOS A EVALUAR	72
7.7	RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS PROYECTADOS	72
7.8	VALORACIÓN	81
8.	CONCLUSIONES	90
	BIBLIOGRAFIA	93
	ANEXOS	96

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Tasa de Crecimiento Anual	15
Figura 2. Esquema de interrelación entre los estados financieros básicos.	25
Figura 3. Esquema de conformación y operación del modelo financiero	31
Figura 4. Evolución de la demanda máxima de potencia del SIN	37
Figura 5. Evolución del precio de bolsa y contratos	42
Figura 6. Evolución de la demanda de energía	43
Figura 7. Evolución de los ingresos de ISAGEN 2006 - 2009	45
Figura 8. Composición de los ingresos de ISAGEN	46
Figura 9. Capacidad Instalada de generación por empresa en Colombia	46
Figura 10. Capacidad Instalada del SIN por tipo de generación	47
Figura 11. Análisis DOFA de ISAGEN	48
Figura 12. Evolución de la generación de ISAGEN en los últimos 6 años	49
Figura 13. Organigrama de ISAGEN	50
Figura 14. Evolución de los Ingresos Operacionales de ISAGEN	51
Figura 15. Evolución de la Utilidad Operacional de ISAGEN	52
Figura 16. Evolución del EBITDA de ISAGEN	52
Figura 17. Evolución de la Utilidad Neta de ISAGEN	53
Figura 18. Mapa de ubicación del proyecto CH Sogamoso	55
Figura 19. Esquema básico de construcción del proyecto CH Sogamoso	57
Figura 20. Proyección del precio de energía en bolsa	62
Figura 21. Comparación de la proyección de ingresos operacionales	73
Figura 22. Comparación de la proyección de utilidad operacional	73
Figura 23. Comparación de la proyección de EBITDA	74
Figura 24. Comparación de la proyección de utilidad neta	74

Figura 25. Comparación de la proyección del total los activos	75
Figura 26. Comparación de la proyección del total los pasivos	75
Figura 27. Comparación de la proyección del pasivo financiero	76
Figura 28. Comparación de la proyección del índice de endeudamiento	76
Figura 29. Comparación de la proyección de la relación entre EBITDA y gasto financiero	77
Figura 30. Comparación de la proyección de la relación entre EBITDA y servicio de deuda	78
Figura 31. Comparación de la proyección de la relación entre Flujo de Caja Libre y gasto financiero	78
Figura 32. Comparación de la proyección de la relación entre Flujo de Caja Libre y gasto financiero	79
Figura 33. Comparación de la proyección del Flujo de Caja Libre	80
Figura 34. Comparación de la proyección del pago de dividendos	81
Figura 35. Evolución del precio de la acción de ISAGEN en la Bolsa de Valores de Colombia	88
Figura 36. Resumen de valores por acción de ISAGEN	89

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Capacidad instalada en generación de energía en Colombia	36
Tabla 2. Centrales de Generación de ISAGEN	48
Tabla 3. Resultados Financieros de ISAGEN a Marzo de 2010	54
Tabla 4. Características Técnicas del Proyecto CH Sogamoso	56
Tabla 5. Proyección de la capacidad instalada de ISAGEN	60
Tabla 6. Proyección de la generación de energía de ISAGEN	61
Tabla 7. Proyección del balance de energía de ISAGEN	61
Tabla 8. Proyección de las ventas de energía de ISAGEN	62
Tabla 9. Proyección de los ingresos operacionales de ISAGEN	64
Tabla 10. Proyección de las Obligaciones de Energía en Firme de ISAGEN y la tarifa de Cargo por Confiabilidad	65
Tabla 11. Proyección de la devolución neta del cargo por confiabilidad para ISAGEN	65
Tabla 12. Plan de inversiones en proyectos de generación de ISAGEN	69
Tabla 13. Saldo de obligaciones financieras de ISAGEN a Diciembre 31 de 2009	70
Tabla 14. Costo de capital accionario para escenario sin Sogamoso	82
Tabla 15. WACC utilizados para el cálculo del VPN de los flujos para el escenario sin Sogamoso	83
Tabla 16. Costo de capital accionario para escenario con Sogamoso	83
Tabla 17. WACC utilizados para el cálculo del VPN de los flujos para el escenario con Sogamoso:	84
Tabla 18. Flujo de Caja Libre para el escenario sin Sogamoso:	84
Tabla 19. Flujo de Caja Libre para el escenario con Sogamoso:	85
Tabla 20. Resultado de la valoración por FCL descontados	85
Tabla 21. Estimación de TIR del proyecto CH Sogamoso	86

Tabla 22. Resultados de transacciones de compraventa de compañías del sector eléctrico colombiano	87
Tabla 23. Estimación de múltiplos en transacciones de compraventa de compañías del sector eléctrico colombiano	87
Tabla 24. Valoración de ISAGEN con múltiplos promedio de transacciones de compraventa de compañías del sector eléctrico colombiano	87

LISTA DE ANEXOS

	Pag.
ANEXO A. ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS ESCENARIO SIN SOGAMOSO	97
ANEXO B. ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS ESCENARIO CON SOGAMOSO	100
ANEXO C. MODELO FINANCIERO	103

TABLA DE SIGLAS

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CAPM	Capital Assets Pricing Model
CH	Central Hidroeléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
EBITDA	Earnings Before Interests Taxes Depreciation and Amortization
ESP	Empresa de Servicios Públicos
FCL	Flujo de Caja Libre
IPC	Índice de Precios al Consumidor
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MPODE	Modelo de Programación para la Optimización Dual Estocástica
OEF	Obligación de Energía en Firme
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	Dólar Estadounidense
VPN	Valor Presente Neto
WACC	Weighted Average Cost of Capital

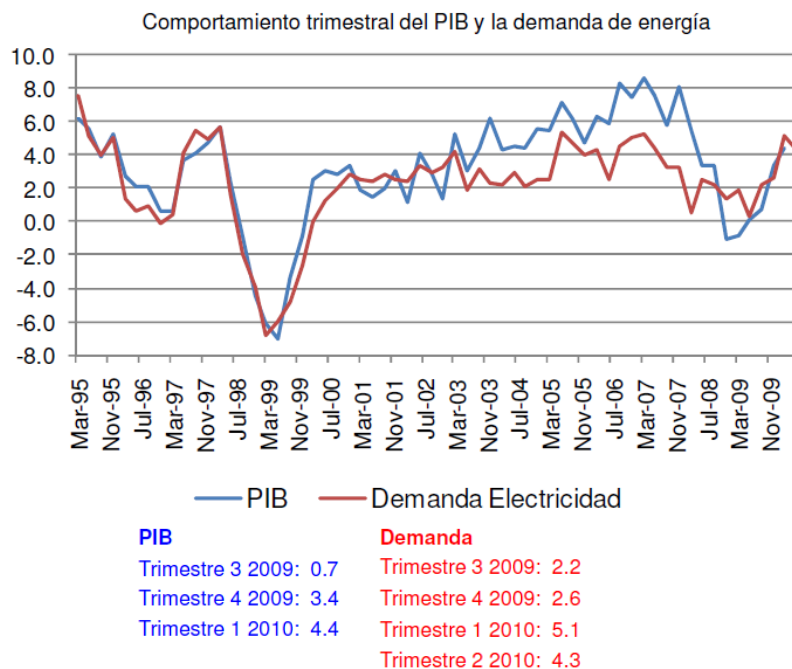
TABLA DE UNIDADES

BTU	British Thermal Unit
GWh	Giga Watio Hora
KV	Kilo Voltio
KW	Kilo Watio
KWh	Kilo Watio Hora
MBTU	Miles de British Thermal Unit
MMBTU	Millones de British Thermal Unit
MM	Millones
Mm3	Millones de metros cúbicos
MW	Mega Watio
MWh	Mega Watio Hora

INTRODUCCIÓN

El sector energético en Colombia es uno de los más dinámicos por la importancia que tiene para el desarrollo de los demás sectores y actividades de la economía; de hecho el crecimiento de la demanda de energía está muy ligado al desempeño de la economía como se puede apreciar en el siguiente grafico.

Figura 1. Tasa de Crecimiento Anual



Fuente: XM Expertos en Mercados S.A. ESP. Informe Consolidado del Mercado Junio de 2010

Para atender el aumento futuro de la demanda de energía el Gobierno Nacional ha efectuado ajustes en la normatividad para impulsar el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Es así como en 2006 se estableció el Cargo por Confiabilidad, esquema que remunera a los generadores con activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento y que se comprometen a asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

A raíz de esta oportunidad, se empezaron a identificar y promover nuevos proyectos de generación, entre los que se destaca la Central Hidroeléctrica de

SOGAMOSO (en adelante CH SOGAMOSO) por su capacidad y tamaño de inversión requerida. Este proyecto ha sido promovido por ISAGEN S.A. ESP, quien es el tercer generador de energía eléctrica más grande en tamaño en Colombia.

El propósito de este documento es evaluar los efectos financieros que podría tener para ISAGEN S.A. ESP el desarrollo de un megaproyecto como lo es CH SOGAMOSO. Para ello se desarrolla un modelo de proyección financiera de ISAGEN, se determinan algunos indicadores financieros relevantes y se efectúa una valoración de la empresa empleando la metodología de flujos de caja descontados. Se utiliza el modelo para simular el comportamiento de ISAGEN con y sin la ejecución del proyecto CH SOGAMOSO, y medir el efecto en los indicadores financieros y en el valor de la empresa.

1. FORMULACION DEL PROBLEMA

ISAGEN S.A. ESP es una empresa de capital mixto, cuya mayoría accionaria es propiedad de la Nación. Es la tercera empresa con mayor capacidad de generación de energía eléctrica con 2.132 MW instalados.

ISAGEN inició desde 2009 la construcción del proyecto CH SOGAMOSO, una hidroeléctrica con capacidad de 820 MW, cuya inversión se ha estimado en cerca de \$3.3 billones. Se espera que el proyecto empiece a operar a finales de 2013.

Por el tamaño de la inversión, es muy probable que este proyecto genere un gran impacto en las finanzas de ISAGEN. Este estudio pretende evaluar los efectos para ISAGEN derivados del desarrollo del proyecto CH SOGAMOSO, en cuanto a:

- Alteraciones en sus indicadores de rentabilidad
- Alteraciones en sus indicadores de cobertura de deuda
- Valor de empresa
- Valor de la acción

Es importante resaltar que la acción de ISAGEN actualmente se cotiza y negocia en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), y también que recientemente el Gobierno Nacional manifestó su interés en poner en venta sus acciones en ISAGEN S.A. ESP con el propósito de generar recursos para financiar el gasto público.

2. JUSTIFICACIÓN

El capital accionario de la empresa está compuesto por: 57.66% propiedad de la Nación, 12.95% de las Empresas Públicas de Medellín, 5.04% de la Empresa de Energía del Pacífico – EPSA, 15.30% de Administradoras de Fondos de Pensiones y 9.05% de accionistas minoritarios.

La empresa adelanta desde hace más de un año actividades tendientes a desarrollar el proyecto CH SOGAMOSO, cuya inversión se ha estimado en \$3,3 billones. El proyecto tendría una capacidad de generación de energía eléctrica de 820 MW y generaría cerca de 5.056 GWh/año, con lo cual se aumentaría la capacidad total de generación de ISAGEN en casi 40%.

Se espera que el proyecto CH SOGAMOSO esté en operación comercial en Noviembre de 2013.

Por tratarse de una empresa pública de gran importancia para el país, es de interés público conocer el efecto que tendría en los resultados futuros de la empresa, sus indicadores financieros y el valor del negocio, el desarrollo del proyecto CH SOGAMOSO.

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo general

Evaluar el efecto que tendría el desarrollo del proyecto CH SOGAMOSO en los resultados futuros de ISAGEN, sus indicadores financieros y su valor como negocio en marcha.

3.2 Objetivos Específicos

- Elaborar un modelo de proyección financiera de ISAGEN, para un horizonte de 10 años
- Calcular los indicadores financieros de ISAGEN durante la proyección
- Aplicar herramientas de evaluación de proyectos para establecer la conveniencia de desarrollar el proyecto CH SOGAMOSO
- Aplicar la metodología de valoración por flujos de caja descontados para estimar el valor de ISAGEN con y sin el desarrollo del proyecto CH SOGAMOSO

4. MARCO TEORICO

La base fundamental de este trabajo es la construcción de proyecciones financieras, la aplicación de la metodología de valoración de empresas mediante flujos de caja descontados y la interpretación de indicadores financieros.

Además, es fundamental para la elaboración de proyecciones financieras de una empresa del sector eléctrico colombiano entender y aplicar las normas expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En relación con las proyecciones financieras, se utiliza como punto de partida los estados financieros históricos de la compañía correspondientes a los últimos 4 años de la empresa (2006, 2007, 2008 y 2009), tomados de los informes anuales de gestión presentados a la Asamblea de Accionistas, con sus respectivas notas.

La información específica sobre el proyecto CH SOGAMOSO ha sido tomada de fuentes públicas como lo son las páginas Web de ISAGEN y XM, y artículos de actualidad publicados en revistas y periódicos nacionales.

El uso de modelos de proyección financiera para evaluar inversiones es la técnica más común en el ámbito de los negocios. Según explica el profesor Oscar León García, “El uso de cifras proyectadas le permite al administrador financiero tomar decisiones más ajustadas a la realidad de la empresa en la medida en que la obtención de dichas cifras obedece a la confrontación de la información histórica con las expectativas futuras de la empresa y los objetivos que con base en ellas se ha trazado”¹, y luego agrega “El objetivo principal de la proyección de estados financieros es la medición del efecto que sobre la situación financiera de la empresa pueden tener diferentes alternativas de decisión que en un momento determinado tenga la administración de la empresa”².

Como uno de los objetivos del estudio es evaluar el efecto que tendrá en el valor de la empresa la realización del proyecto CH SOGAMOSO, se hace necesario aplicar un método de valoración de empresas. Aunque existen varios métodos se ha considerado que resulta más apropiado el método de flujos de caja descontados toda vez que éste considera el efecto que tendrá la realización del proyecto en los ingresos y egresos de caja futuros de la empresa, lo cual no puede evaluarse cuando se utiliza métodos de múltiplos o métodos contables.

Adicionalmente, para el desarrollo de un trabajo de valoración de cualquier compañía o proyecto, es importante conocer y apoyarse en la teoría financiera que

¹ García, Oscar León. Administración Financiera. Tercera Edición. p 478.

² Ibid. p 478.

al respecto se ha desarrollado. Existen diferentes métodos que se fundamentan en la información financiera histórica y prospectiva las empresas. Sobre estos métodos es importante revisar los planteamientos de autores como Aswath Damodaran ³, Tom Copeland, Tim Koller y Jack Murrin ⁴, Oscar León García⁵ y Pablo Fernández⁶.

Aunque pueden existir más métodos de valoración, a continuación se explicará los de uso más común en Colombia.

Métodos Contables: Valor en Libros / Valor en Libros Ajustados: Estas metodologías le asignan el valor a un activo según sea su valor neto (después de depreciaciones y amortizaciones y para el caso de la metodología de Valor en Libros Ajustados incluyendo las valorizaciones y ajustes por inflación) registrado en la contabilidad.

Valor en Libros (ajustado) = Valor Contable (+ ajustes por inflación + valorizaciones) – depreciaciones o amortizaciones (incluidos los ajustes integrales por inflación a la depreciación/amortización acumulada)

Dentro de sus ventajas y desventajas se pueden identificar las siguientes:

Valor en Libros	
Ventajas	Desventajas
• Fácil de obtener. • Se mantiene actualizado. • Cifras auditadas por terceros (revisor fiscal).	• Flexibilidad en normatividad contable. • Se basa en información estática de un periodo determinado de tiempo (saldos de balance). • No tiene en cuenta la evolución futura del activo y la capacidad de generación de efectivo del negocio. • Imprecisiones derivadas de los métodos contables de depreciación (amortización). • No incorpora intangibles que pueden ser fuente de valor.

³ Profesor de Finanzas, asociado en la Universidad de Nueva York Leonard N. Stern School of Business. Autor de los libros Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance y Investment Valuation: Tools and Techniques for determining the value of any asset.

⁴ Autores del libro Valuation: Measuring and managing the Value of Companies.

⁵ Autor del libro Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA

⁶ Autor del libro Valoración de Empresas: Cómo medir y gestionar la creación de valor.

Métodos de Mercado: Valor de Mercado: Recoge la información bursátil de la empresa que se está valorando (en términos de cotizaciones del precio de su acción en bolsa y el número de acciones en circulación) para obtener el valor de mercado del patrimonio de la compañía a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Valor de Mercado} = \text{Valor de la Acción (cotización bolsa)} \times \text{Número de Acciones en Circulación.}$$

Dentro de sus ventajas y desventajas se pueden identificar las siguientes:

Valor de Mercado	
Ventajas	Desventajas
• Fácil de obtener. • Se ajusta a la información e intereses del mercado. • Parte del análisis de información de acceso público.	• Se requiere que la acción de la compañía cotice en bolsa. • La calidad y precisión de los estimativos dependen de la liquidez y bursatilidad del mercado accionario en donde se transe la acción. • El valor se encuentra sujeto a especulaciones del mercado bursátil. • El mercado no siempre hace una valoración adecuada y en gran medida responde a criterios especulativos.

Métodos de Mercado: Valor por Múltiplos: Metodología que se enfoca a encontrar relaciones entre una o más varias variables financieras de la empresa con el valor de mercado de la misma. Lo anterior se relaciona con la siguiente fórmula:

$$\text{Múltiplo} = \text{Valor de Mercado} / \text{Variable Financiera}$$

Dentro de las variables financieras comúnmente utilizadas para el cálculo de los múltiplos se encuentran las siguientes:

- EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization) = Se refiere a la utilidad operacional de la compañía antes de intereses, depreciación, amortizaciones e impuestos no operacionales.
- Ingresos o Ventas

La metodología implica recoger el valor de mercado de varias empresas similares (sector), sus múltiplos y obtener con esta información múltiplos promedio del sector para estimar un rango posible de valores para la empresa que se está valorando.

Dentro de sus ventajas y desventajas se pueden identificar las siguientes:

Valor por Múltiplos	
Ventajas	Desventajas
• Sencillez en su aplicación y cálculo. • Recoge información de la percepción de mercado sobre el sector al que pertenece la compañía a valorar. • Permite visualizar la situación de la compañía frente a la percepción de mercado de las compañías similares.	• No considera un marco intertemporal para producir resultados. Toma información del estado actual (estática) de las compañías y no toma en cuenta su posible evolución financiera al futuro. • Su aplicabilidad depende de la validez y precisión de la información que se pueda obtener para realizar la valoración con base en información de compañías similares. • El rango de valores resultante depende de la calidad y oportunidad de la información obtenida. • Supone una misma estructura de capital.

Métodos de Flujo de Caja Descontados: Estas metodologías suponen la continuidad de la empresa o proyecto en el tiempo (negocio en marcha) y por lo tanto, la capacidad implícita de generar recursos de caja a futuro derivados del giro ordinario de su negocio.

Son metodologías dinámicas (a diferencia de las anteriores) puesto que requieren para su aplicación, la proyección de la situación financiera de la empresa o proyecto en un horizonte de tiempo determinado.

Las metodologías que se clasifican dentro de esta categoría, asumen que el valor de la compañía o activo está representado por el valor presente de los flujos futuros que se generen. Para el cálculo del valor presente, se requiere la estimación de una tasa de descuento que permita, a través del concepto de la equivalencia financiera del dinero en el tiempo, descontar dichos flujos y reexpresarlos en valor actual.

Con base en los flujos proyectados, las metodologías utilizan en términos generales la siguiente fórmula como definición del valor:

$$Valor = \sum_{t=0}^n \left(\frac{Flujo_t}{(1+g)^t} \right) + VR$$

Donde la sumatoria desde t= 0 hasta n representa el valor presente de los flujos proyectados en el horizonte de proyección, y el VR (Valor Residual) representa el valor presente neto de los flujos a perpetuidad no contemplados en el horizonte explícito de proyección. La variable “g” representa la tasa de descuento a utilizar para traer a valor presente los flujos proyectados. Esta tasa de descuento dependerá de los flujos que se estén proyectando, es decir, si la metodología en uso es flujo de caja libre para la firma, la tasa de descuento apropiada será el “WACC” (por sus iniciales en inglés Weighted Average Cost of Capital: Costo de Capital Promedio Ponderado), en cambio si la metodología utilizada es el flujo de caja para el accionista, la tasa de descuento apropiada será el costo del equity (costo del patrimonio).

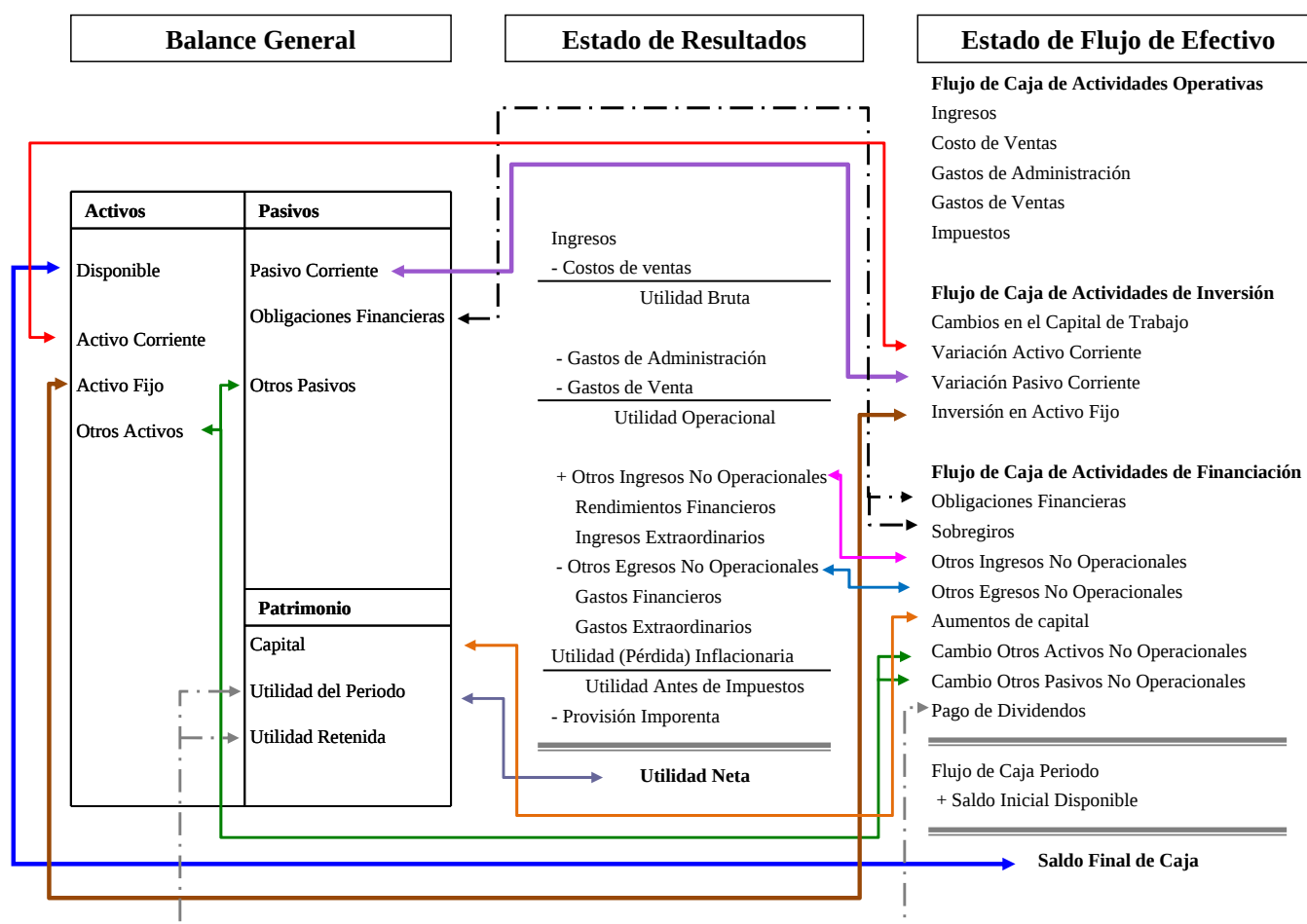
De forma general e independientemente del flujo seleccionado para realizar la valoración, la metodología presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Valor por Flujo de Caja Descontado	
Ventajas	Desventajas
• La metodología considera la capacidad de generación de recursos de caja a futuro basado en su situación actual y en la perspectiva futura del negocio. • Considera la continuidad y desempeño financiero de la compañía en el tiempo. • Permite simular distintas situaciones futuras de la compañía. • Permite considerar eventos extraordinarios futuros de la compañía que inciden en la estimación de flujo de caja.	• Requiere de supuestos para el cálculo del valor residual. • Pueden existir distintas interpretaciones sobre el horizonte de proyección adecuado para proyectar los flujos de caja. • Para algunos sectores muy específicos, la consecución de la información para el cálculo de la tasa de descuento apropiada puede tener dificultades.

Independientemente del flujo seleccionado para realizar la valoración, la metodología requiere para tener un mayor grado de precisión, la proyección de los estados financieros de la compañía o proyecto, particularmente del Balance General, el Estado de Resultados y el Flujo de Caja, debidamente interrelacionados siguiendo los principios de partida doble y la ecuación básica

contable (activo = pasivo + patrimonio). Esquemáticamente, la interrelación y la aplicación de la ecuación básica contable se puede observar la siguiente figura:

Figura 2. Esquema de interrelación entre los estados financieros básicos.



Fuente: Elaboración del autor.

Las metodologías de valoración que utilizan los flujos de caja descontados requieren de la definición de un horizonte de proyección que corresponde al número de períodos a futuro que se van a proyectar los flujos de caja de tal forma que se recoja la capacidad de generación de efectivo del negocio y se incluya los efectos asociados a nuevas inversiones, sus costos y beneficios, o ciclos particulares de cada negocio.

Dentro de los flujos de caja comúnmente aceptados para utilizar en la metodología de flujos de caja descontados se encuentran los siguientes:

Flujo de Caja Libre o Flujo de Caja para la Firma o Proyecto: Es el resultado de la Utilidad antes de Intereses e Impuestos "UAI" (EBIT) – Impuestos a la renta +

Depreciaciones + Amortizaciones de gastos diferidos + Otras causaciones que no requieren caja (+-) Corrección monetaria - Inversiones activos fijos - Variación en capital de trabajo.

Permite estimar la capacidad de generación de caja disponible para atender los compromisos y obligaciones de carácter financiero como deuda (capital más intereses), bonos, dividendos a los accionistas, entre otros.

El valor de la firma o proyecto utilizando la metodología de flujo de caja para la firma se puede definir a través de la siguiente fórmula:

$$Valor = \sum_{i=1}^n \frac{FCLF_i}{(1+WACC)^i} + VR$$

Donde,

FCLF= Flujo de Caja Libre para la Firma o proyecto

WACC = Costo promedio de los recursos de capital (será definido más adelante)

VR= Valor Residual (concepto que será definido más adelante)

Flujo de Caja para el Accionista: Es el resultado de la Utilidad antes de Intereses e Impuestos "UAIL" (EBIT) – Impuestos a la renta + Depreciaciones + Amortizaciones de gastos diferidos + Otras causaciones que no requieren caja (+-) Corrección monetaria - Inversiones activos fijos - Variación en capital de trabajo (+-) capitalizaciones + obligaciones financieras – pagos obligaciones financieras + rendimientos financieros – gastos financieros.

Permite estimar la capacidad de generación de caja disponible para los accionistas.

$$Valor = \sum_{i=1}^n \frac{FCA_i}{(1+K_e)^i} + VR$$

FCA= Flujo de Caja para el Accionista

Ke= Costo de los recursos de los accionistas (será definido más adelante)

VR= Valor Residual (concepto que será definido más adelante)

Valor Residual / Terminal: Cuando se trata de firmas o proyectos que se encuentran en marcha, es necesario contemplar su continuidad en el tiempo, por lo tanto se utiliza el valor terminal como forma de estimar la capacidad de generar flujos de caja a futuro en los periodos en los cuales el modelo no efectúa la

proyección. Para el cálculo de este valor se utiliza la metodología de crecimiento a perpetuidad.

$$VR = \frac{FC_n(1+c)(1+f)G}{(1+g)^n}$$

Donde:

VR= Valor Residual

FC_n= Último flujo de caja proyectado en el horizonte de proyección definido.

c= Tasa de crecimiento real

f= Tasa de inflación para el último periodo de proyección.

(1+c)*(1+f)= Tasa de crecimiento nominal del último flujo de caja proyectado en el horizonte de proyección definido.

G= Gradiente a perpetuidad: Es el que permite capturar con base en el último flujo de caja proyectado, la generación a perpetuidad de recursos.

g= Tasa de descuento apropiada para descontar los flujos de caja proyectados en el horizonte de proyección definido.

Como se observa, la estimación del gradiente a perpetuidad G resulta una variable clave para la estimación del Valor Residual. La fórmula comúnmente utilizada para su cálculo se presenta a continuación:

$$G = \frac{1}{(g_r - c)}$$

Donde:

g_r = representa la tasa de descuento real apropiada para descontar los flujos de caja proyectados

c = es la tasa de crecimiento real con la que se supone, van a evolucionar los flujos a perpetuidad.

Tasa de descuento: Es la tasa que permite descontar los flujos y reexpresarlos en valor presente. Dependiendo de la metodología utilizada para la valoración por flujos de caja descontados, la tasa de descuento se estimará con base en los siguientes elementos:

- Metodología de flujos de caja libre para la firma: La tasa comúnmente aceptada para descontar los flujos de caja libre para la firma es el WACC (por sus

iniciales en inglés Weighted Average Cost of Capital: Costo de Capital Promedio Ponderado). El WACC se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$WACC = \left[K_d (1 - Tx) \left(\frac{D}{(D + E)} \right) + K_e \left(\frac{E}{(D + E)} \right) \right]$$

Donde,

K_d = Costo promedio de los recursos de deuda financiera.

$(1 - Tx)$ = Beneficio tributario aplicable al costo de los recursos de deuda financiera (por ser deducibles sus intereses de la base gravable de impuesto a la renta)

$D/(D+E)$ = Ponderación de la participación del costo de los recursos de deuda financiera sobre la suma de dichos recursos (D) y los recursos aportados por los accionistas (E).

$E/(D+E)$ = Ponderación de la participación del costo de los recursos aportados por los accionistas sobre la suma de los recursos de deuda financiera (D) y los recursos aportados por los accionistas (E).

K_e = Costo promedio de los recursos aportados por los accionistas.

Generalmente, el costo promedio de los recursos aportados por los accionistas se calcula con base en la teoría del CAPM (por sus iniciales en inglés Capital Assets Pricing Model), cuya fórmula es la siguiente:

$$K_e = R_f + \beta (E(RM) - R_f)$$

Donde,

K_e = Costo del equity.

R_f = Tasa libre de riesgo.

$E(RM)$ = Rentabilidad esperada del mercado.

β = Riesgo no diversificable medido por la covarianza del retorno de la acción de la compañía frente al retorno del mercado.

- Metodología de flujos de caja libre para el accionista (o para el flujo de dividendos): La tasa comúnmente aceptada para descontar los flujos de caja libre para los accionistas o para el flujo de los dividendos es el Costo del Equity o del Patrimonio (K_e) definido en la sección anterior.

Otros conceptos que se utilizan durante el desarrollo del estudio son el EBITDA y el análisis DOFA.

EBITDA: Es la abreviatura de la definición “Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization” que traducido al español significa la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones. Es un indicador utilizado para medir el ingreso neto efectivo asociado a la operación de una empresa sin considerar su estructura financiera, el aspecto fiscal y los requerimientos de inversión.

Según definición del profesor Oscar León García “el EBITDA es la utilidad operativa que se calcula antes de descontar las depreciaciones y amortizaciones de gastos pagados por anticipados”⁷

El EBITDA ha cobrado vigencia recientemente por su utilidad como indicador para establecer el valor de una empresa aplicando la metodología de múltiplos.

Análisis DOFA: El análisis DOFA es una herramienta utilizada en procesos planeación estratégica. Su nombre proviene de las siglas: Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas.

Las fortalezas y debilidades corresponden a factores internos a la organización o empresa, que crean o destruyen valor. Las oportunidades y amenazas corresponden a factores externos que están por fuera del control de la empresa.

La función principal de este tipo de análisis es la identificación de las características particulares de la organización y el entorno en el cual desarrolla su actividad.

⁷ García, Oscar León. Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA. p 179

5. METODOLOGIA

Aunque existen varias metodologías de valoración de empresas, se consideró que la metodología de Flujos de Caja Libre Descontados, es la más apropiada para atender el objetivo del estudio que consiste en evaluar el impacto que tendrá el proyecto CH Sogamoso en los flujos futuros de ISAGEN y por ende el valor de la empresa.

Este método consiste en traer a valor presente los Flujos de Caja Libre proyectados utilizando una tasa de descuento denominada WACC (Weighted Average Cost of Capital).

WACC (Weighted Average Cost of Capital): Corresponde al Costo de Capital Promedio Ponderado. Es la tasa que se utiliza para obtener el Valor Presente Neto (VPN) del Flujo de Caja Libre (FCL). Se estima con base en el costo de las fuentes, es decir la tasa de interés para las obligaciones financieras y el costo de capital accionario para el componente patrimonial. Se utiliza la metodología de Rolling WACC que consiste en determinar el WACC de cada periodo de proyección con base en la evolución de la composición de las fuentes.

Costo de capital accionario: Es la tasa que se aplica al capital con el fin de determinar la tasa de descuento (WACC) para calcular el valor presente neto de los flujos libres de caja. Esta tasa se determinó aplicando el Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Para determinar los Flujos de Caja Libre proyectados se ha desarrollado un modelo financiero en hoja de cálculo de Microsoft Excel que considera un horizonte de proyección entre 2010 – 2020.

El modelo es dinámico y relaciona de manera interactiva los estados financieros correspondientes a Estado de Resultados, Balance General y Flujo de Fondos.

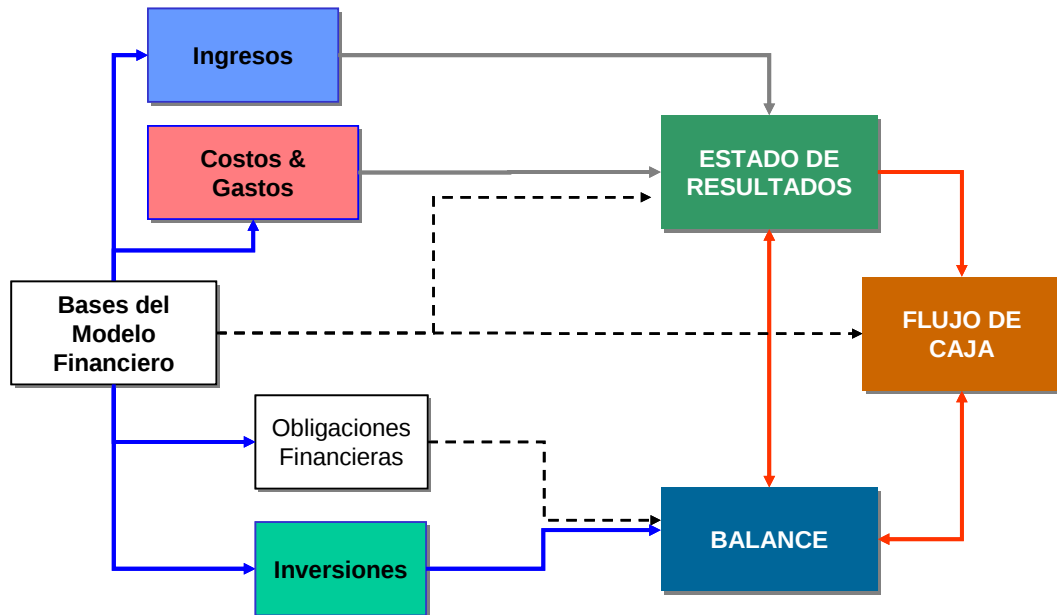
Los déficit de caja se corrigen con créditos transitorios que generan intereses a tasa activa, en tanto que sobre los excedentes de caja se generan rendimientos financieros a una tasa pasiva.

Los resultados de la proyección se presentan para 2 escenarios:

- **ESCENARIO SIN SOGAMOSO:** En el cual se considera que no se realiza la ejecución del proyecto CH Sogamoso.
- **ESCENARIO CON SOGAMOSO:** En el cual se considera la ejecución del proyecto.

La siguiente figura ilustra la forma como se interrelacionan los distintos módulos del modelo financiero desarrollado.

Figura 3. Esquema de conformación y operación del modelo financiero



Fuente: Elaboración del autor.

6. ASPECTOS RELEVANTES PARA EL ESTUDIO

6.1 El Sector Eléctrico Colombiano

6.1.1 Reseña Histórica⁸

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del Siglo XIX como resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

Del uso inicial de la energía eléctrica para el alumbrado público y comercio se pasó al uso residencial en los estratos altos y posteriormente llegó a la industria y el transporte público (tranvía).

Los particulares no realizaron las inversiones necesarias para hacer las ampliaciones requeridas en el sector, lo cual produjo fuertes debates y una presión política que terminó en que el Estado se convirtiera en dueño de las empresas.

Con el fin de impulsar la electrificación en el país, en 1946 se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y fomento Eléctrico (Electraguas) que en 1968 se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL)

En la década del 50 se empezó a hablar de la interconexión de los sistemas regionales, idea que sólo se materializó con la creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) en 1967.

A comienzos de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad arrojó resultados desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. Entre 1991 y 1992 se produjo el racionamiento de energía más grande en la historia reciente del país.

Con este panorama, el Gobierno Nacional se vio obligado a realizar reformas estructurales al sector eléctrico y a partir de la Constitución de 1991 se admitió la competencia y la participación privada como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos.

⁸ Con fundamento en la descripción realizada en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas: http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-57&p_options=

En diciembre de 1992 el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME).

Más tarde, en el año 1994 se dio la gran reforma del sector, con la expedición de las Leyes 142 y 143, las cuales modificaron las normas generales del sector de servicios públicos y en particular el sector eléctrico, respectivamente. Estas normas introdujeron el modelo de competencia que permite a los usuarios seleccionar el comercializador que les atiende, abre el acceso a las redes de transmisión y distribución y convierte la generación y la comercialización en actividades competidas.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia enlaza las plantas de generación con los centros de carga de la región andina, litorales Atlántico y Pacífico y parte de los Llanos Orientales. La demanda del resto del país es atendida con generación local (zonas no interconectadas) y es apenas superior al 1% de la demanda total.

El mercado del sector eléctrico se fundamenta en la confluencia de empresas comercializadoras y grandes consumidores que adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, las normas permiten la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al SIN para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores pueden celebrar contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes.

Para brindar transparencia al mercado de electricidad ha sido necesario separar claramente las actividades económicas propias del servicio.

El modelo de prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia parte del deber constitucional del Estado de asegurar su prestación eficiente y continua a todos los habitantes del territorio nacional, en el marco de lo dispuesto por la Constitución Política.

El modelo de desarrollo del sector eléctrico colombiano está soportado en las siguientes normas fundamentales:

- Constitución Política de Colombia de 1991.
- Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
- Ley 143 de 1994: Ley Eléctrica – Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional.
- Normas expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

6.1.2 Estructura del Sector Eléctrico

La estructura del sector eléctrico colombiano está conformada por diversas entidades con distintas funciones. Se distinguen claramente las funciones de: Dirección, Planeación, Regulación, Control y Vigilancia, Órganos Consultivos y Operación.

Dirección

El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME), a quien le compete definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, sostenible y eficiente de los recursos energéticos del país, y promueve el desarrollo de tales frentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Planeación

Como instrumento para realizar la planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información, se cuenta con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

La UPME es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Esta unidad está encargada de la elaboración del Plan Energético Nacional y del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico, como también de proyectar la futura demanda de energía. Por delegación del Ministerio, se encarga de desarrollar las convocatorias públicas para seleccionar el

inversionista que realizará el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión, definidas en el plan de expansión

Regulación

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la Unidad Administrativa adscrita al MME, encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas de los sectores de energía y gas, con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.

La Comisión está integrada por:

- El Ministro de Minas y Energía, quien la preside;
- El Ministro de Hacienda y Crédito Público;
- El Director del Departamento Nacional de Planeación;
- Cinco (5) Comisionados Expertos nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro (4) años; y
- El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

Órganos Consultivos

El Consejo Nacional de Operación y el Comité Asesor de Comercialización, son los órganos encargados de realizar la ejecución de los códigos de operación y comercialización, acordando recomendaciones en aspectos técnicos y comerciales, para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica.

Control y Vigilancia

El Presidente de la República ejerce el control, la inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos domiciliarios por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y, en especial, del Superintendente y sus delegados. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, tiene entre sus funciones hacer que cumplan las regulaciones establecidas, proteger el consumidor final y evitar los abusos de las empresas en la calidad del servicio y en las tarifas. Lo anterior, no excluye la participación de otras entidades estatales en lo referente al control (Superintendencia Financiera, de Sociedades y de Industria y Comercio).

Operación

Las transacciones de energía en el Sistema Interconectado Nacional se desarrollan en dos mercados: un Mercado de Energía Mayorista (MEM) y un

mercado de usuario final (clientes) que puede ser regulado (tarifas fijadas por la CREG) o libre (precios pactados libremente).

Los agentes que participan en la operación del Sistema se clasifican en Generadores, Transportadores, Distribuidores y Comercializadores.

Los generadores y comercializadores participan en un mercado competido, en tanto que los transportadores y distribuidores actúan como monopolios regulados.

Generadores

Persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador de Intercambios Comerciales ASIC-, que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW, o aquella que tiene por lo menos una central de capacidad efectiva total entre 10 y 20 MW conectada al Sistema que solicite ser despachada centralmente. Los generadores con capacidad inferior a 10MW siguen siendo generadores, sólo que no participan en el MEM

La generación es una actividad en competencia en el Mercado de Corto plazo, a través de las ofertas a la Bolsa de Energía. En el Mercado de Contratos se realiza mediante convocatorias públicas para el Mercado Regulado y las negociaciones libres para el Mercado no Regulado.

Al terminar 2009, la capacidad efectiva de generación en Colombia sumaba 13.496 MW.

Tabla 1. Capacidad instalada en generación de energía en Colombia

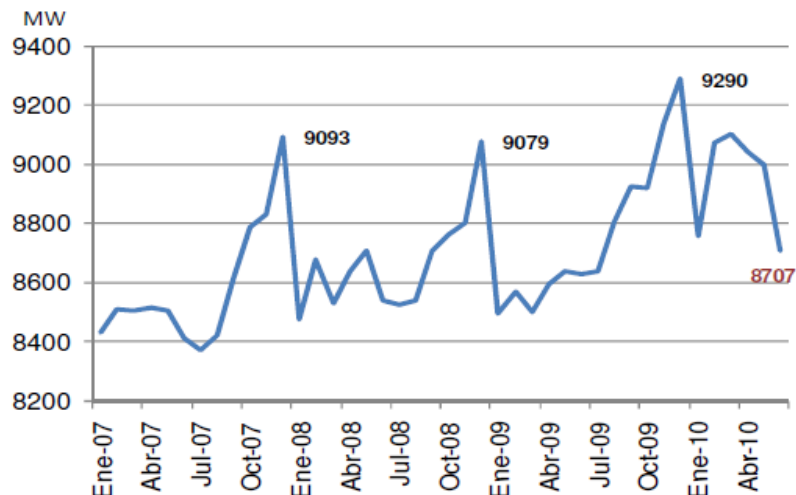
Capacidad efectiva neta (MW) - 2009			
	MW	Participación	Evolución 2009/2008
Hidráulica	8,525.0	63.2%	0.0%
Térmica (1)	4,362.0	32.3%	0.4%
Gas	2,757.0		
Carbón	984.0		
Fuel - Oil	434.0		
Combustóleo	187.0		
ACPM	0.0		
Menores	573.8	4.3%	1.7%
Hidráulica	472.0		
Térmica	83.4		
Eólica	18.4		
Cogenerador	35.0	0.3%	42.9%
Total SIN	13,495.8		0.3%

(1) Combustible declarado ENFICC

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP

En tanto que la demanda máxima de potencia ha sido la siguiente:

Figura 4. Evolución de la demanda máxima de potencia del SIN



Fuente: XM S.A. ESP. Informe Consolidado del Mercado de Junio de 2010.

Transportadores

Persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador de Intercambios Comerciales -ASIC-, que opera y transporta energía eléctrica por líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. El transporte tiene un rol pasivo dentro del mercado, conformándose como un monopolio regulado, obligado a dar acceso a las redes de distribución, a los agentes generadores, y a grandes y medianos usuarios que se conecten directamente al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El STN es el escenario sobre el cual se desarrolla el Mercado de Energía Mayorista. Además asegura la atención de la demanda con niveles adecuados de calidad, seguridad y confiabilidad. Su expansión se otorga en competencia, de acuerdo con los resultados de una planeación centralizada.

Distribuidores

Persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador de Intercambios Comerciales -ASIC-, cuya actividad principal es el transporte de energía a través de una red a voltajes iguales o inferiores a 220 kV, que conforma la Transmisión Regional o Distribución Local.

Los sistemas de distribución se constituyen como monopolios regionales con ingresos regulados, mediante señales de eficiencia. Se aplican criterios de calidad en la prestación del servicio.

En esta actividad de la cadena, pueden participar agentes privados y estatales y se permite integración con la actividad de la comercialización.

Comercializadores

Persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador de Intercambios Comerciales ASIC-, cuya actividad principal es la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los consumidores finales.

La comercialización es una actividad en competencia a través de la Bolsa de Energía y los clientes finales. La CREG le reconoce costos de eficiencia dentro de la tarifa regulada. Con los clientes no regulados, los precios para remunerar esta actividad se pactan libremente.

La comercialización puede desarrollarse de manera conjunta con la generación o la distribución o puede desarrollarse independientemente.

Clientes

Los usuarios finales participan en el mercado de energía por intermedio del comercializador que los atiende. Los costos competitivos de la energía son reflejados en las tarifas. Los usuarios tienen plena libertad para seleccionar al comercializador que les prestará el servicio.

Los consumidores finales de energía eléctrica se clasifican en regulados y no regulados. Para los regulados, aplican las tarifas reguladas por la CREG. Los usuarios no regulados, aquellos con demanda superior a 0.1 MW o con consumo promedio mensual de energía mayor a 55 MWh, pueden negociar libremente el precio de la energía con el comercializador.

Centro Nacional de Despacho (CND)

Es la entidad responsable de realizar la planeación, coordinación, operación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de manera segura, confiable y económica, así estipulado en la Ley Eléctrica, en concordancia con el Reglamento de Operación, expedido por la CREG y los Acuerdos Técnicos, aprobados por el CNO.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)

Es el encargado de registrar todos los contratos de energía a largo plazo y de la facturación, cobranza y pago de todas las transacciones comerciales efectuadas en la Bolsa de Energía.

Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC)

Es el encargado de la liquidación y administración de las cuentas de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de los Sistemas de Transmisión Regional (STR), en los cuales se agrupan los activos de distribución de nivel de tensión superior a 57.5 kV.

Cargo por Confiabilidad

La CREG expidió a mediados de octubre de 2006 la nueva reglamentación que remunera la confiabilidad ofrecida por los generadores al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Resolución CREG 071 de 2006, modificada posteriormente en forma parcial por las Resoluciones CREG 079 de 2006 y 096 de 2006, hace un cambio completo sobre el mecanismo que hasta el 30 de noviembre de 2006 se utilizó para remunerar la confiabilidad.

A diferencia del enfoque de la Resolución CREG 116 de 1996 (Cargo por Capacidad), la Resolución CREG 071 de 2006 se basa en mecanismos de mercado para asignar cantidades (obligaciones de energía firme) y definir el precio a pagar por la confiabilidad.

Este esquema de remuneración de la confiabilidad busca pagar por energía firme (kWh) un precio eficiente que resulta de un mecanismo de subasta. Los agentes generadores pueden disponer de toda su energía firme certificada para ofrecerla en la subasta y pueden optar por retirarla, a partir de una decisión individual, en el caso en que el precio, que es a la baja, no sea del interés del agente. Otro elemento muy importante de la nueva reglamentación, es que el mecanismo implantado permite que nuevas plantas de generación participen en la subasta, dado que la asignación de las Obligaciones de Energía Firme se suscribe con varios años de anticipación (3 años inicialmente). Adicionalmente, los nuevos proyectos tienen la posibilidad de aceptar el precio fijado en la subasta hasta por 20 años, indexado con la inflación de EEUU. Esta última condición se aplicó en el caso específico del proyecto CH Sogamoso.

Como el producto se suscribe con anticipación, el nuevo esquema del Cargo por Confiabilidad contempla un período de transición de 3 años (diciembre de 2006 a noviembre de 2009), durante el cual se definieron en forma administrada tanto el precio (13,045 USD/MWh) como la forma de asignación (prorrata de la energía firme total del sistema).

En esencia el esquema busca remunerar a los generadores con activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento y que se comprometen a asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Para estos propósitos, se subastan o asignan entre los generadores que participen, según el caso, Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral (Precio de Escasez) previamente establecido por la CREG. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Servicios asociados de generación de energía

Son servicios complementarios que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva primaria y la regulación secundaria de frecuencia o AGC, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación. A través del servicio de AGC, los generadores elegibles ponen a disposición del sistema sus posibilidades para el control de la regulación secundaria, la cual se usa para acompañar las variaciones de carga, controlar la frecuencia dentro de un rango de operación y los intercambios programados. El servicio se asigna entre las plantas elegibles por orden de mérito del precio de oferta y se les paga mediante reconciliación liquidada con base en el precio de oferta, en el precio mínimo de bolsa del día y en un precio de referencia para cada planta. El costo de este servicio es asignado entre todos los generadores despachados centralmente en proporción a la generación real de cada período horario. En la actualidad el servicio en condiciones normales lo prestan plantas hidráulicas; algunas térmicas están ajustando su velocidad de respuesta para cumplir con los requisitos para entrar en competencia.

6.1.3 Características del mercado de energía en Colombia

Mercado de Energía Mayorista (MEM)

En el MEM participan como compradores y vendedores los agentes autorizados por la Ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación y la comercialización. Este mercado se divide a su

vez en dos: el Mercado de Largo Plazo y la Bolsa de energía o mercado de corto plazo.

El mercado de largo plazo se realiza entre los comercializadores, entre generadores o entre comercializadores y generadores. Los contratos u ofertas mercantiles quedan definidos cuando se puede establecer claramente la cantidad de electricidad, el precio de forma horaria y el plazo del contrato. El plazo de éstos es superior a un día.

La Bolsa de Energía es un mercado spot para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todo generador registrado con capacidad instalada superior a 20 MW en el mercado, con reglas explícitas de cotización (los generadores entre 10 MW y 20 MW participan optativamente y los que se encuentran por debajo de 10 MW no participan). La formación del precio responde al resultado de una subasta de ofertas por parte de los generadores. La Bolsa de Energía funciona con un despacho horario centralizado, en el cual el CND determina la cantidad de energía requerida por el sistema para cada hora del día y clasifica las ofertas recibidas de los agentes disponibles para generar, desde la más baja hasta la más alta, hasta satisfacer la demanda. Esto asegura que para cada hora del día la demanda será satisfecha con la combinación más eficiente de plantas de generación disponibles. El precio de bolsa corresponde a la oferta del último generador despachado en mérito para cubrir la demanda.

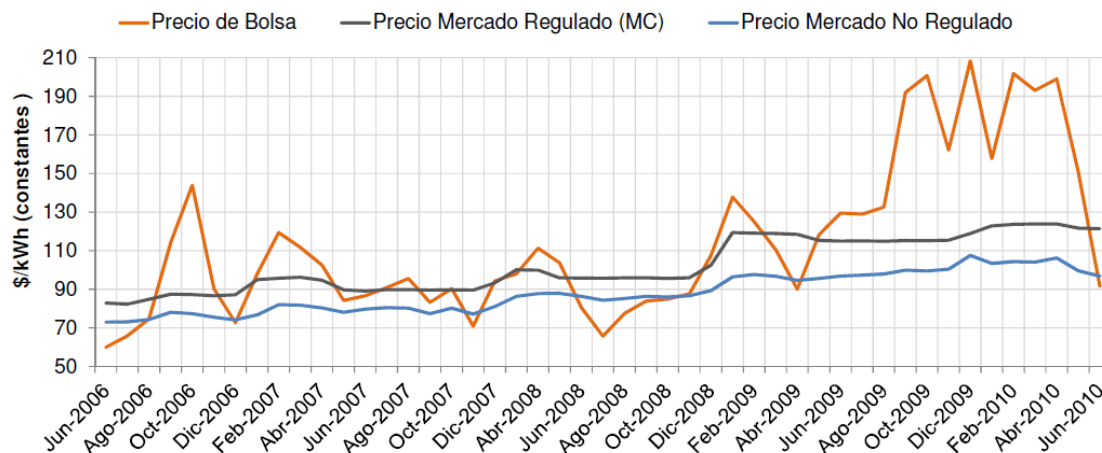
Evolución del precio de la Energía

El Precio de Bolsa refleja las condiciones de corto plazo en el valor de la energía eléctrica. Se influencia básicamente por los cambios en la disponibilidad de las unidades de generación, condiciones de hidrológica, abastecimiento de combustibles y variaciones en la demanda. Estas condiciones incorporan alta volatilidad al precio spot, la cual es gestionada por los agentes mediante contratos de largo plazo.

El Precio en Contratos refleja las negociaciones de energía en bloque realizadas entre generadores y comercializadores o generadores y usuarios no regulados. Los contratos se realizan entre los agentes con el fin de mitigar el riesgo asociado a las fluctuaciones del precio de bolsa.

En la Figura 5 se puede apreciar la volatilidad del precio de bolsa frente al precio de contratos para mercado regulado y no regulado.

Figura 5. Evolución del precio de bolsa y contratos



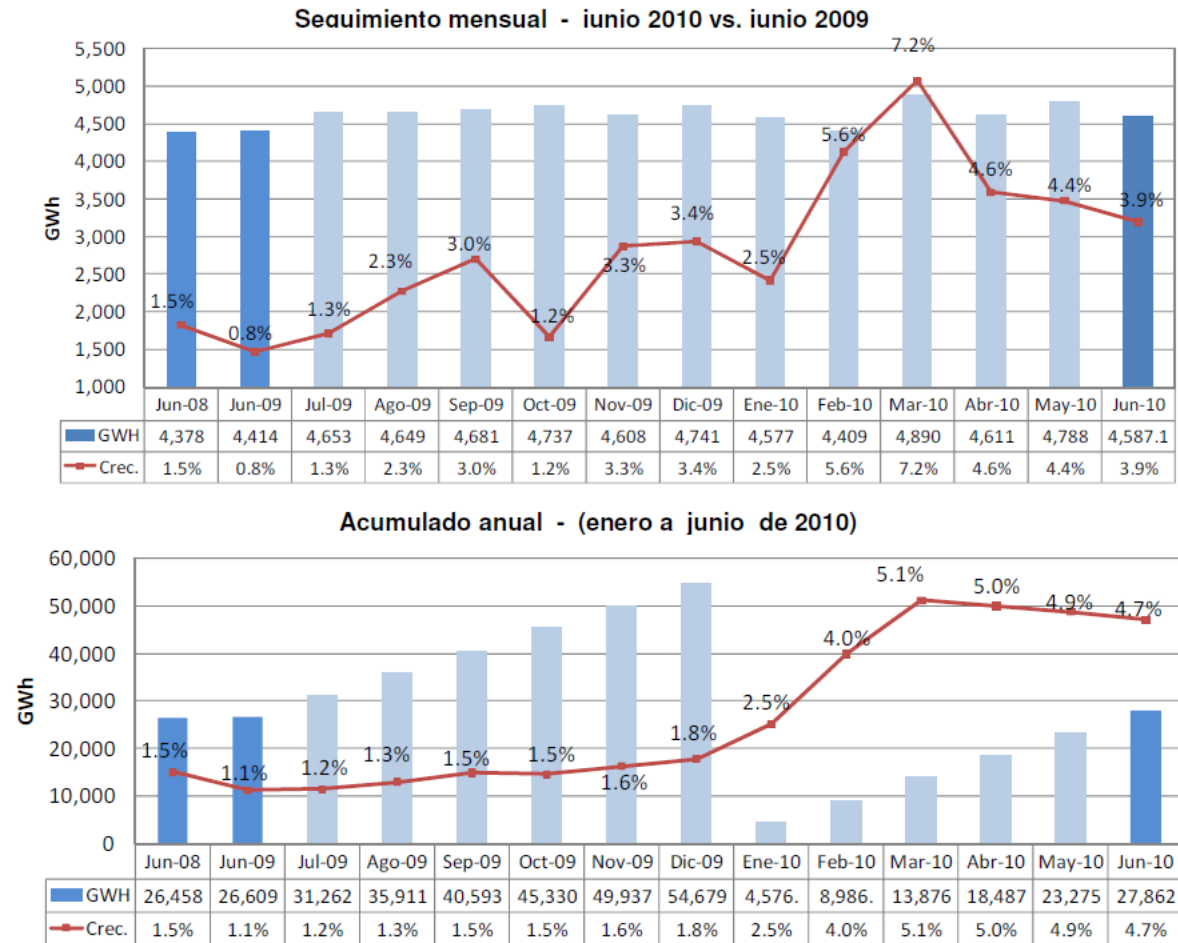
Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Demanda de Energía

La demanda de energía eléctrica en Colombia ha mantenido un comportamiento creciente durante los últimos años acorde con el desarrollo económico del país. En 2009 la demanda de energía alcanzó valores anuales cercanos a los 54 GWh.

En la figura 6 se aprecia la evolución de la demanda de energía durante los últimos 2 años.

Figura 6. Evolución de la demanda de energía



Fuente: XM S.A. ESP. Informe de Demanda y Fronteras de Junio de 2010.

6.2 ISAGEN S.A. - ESP

ISAGEN es una empresa especializada en la producción de energía, la comercialización de soluciones energéticas y el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

Su capacidad instalada es 2.132 MW que equivale al 16% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional. En 2009 ISAGEN generó 9.260 GWh que representaron casi el 17% de la demanda de energía de Colombia.

Actualmente, la empresa adelanta un plan de expansión de su capacidad de generación conformado por los proyectos Guarinó, Manso, Amoyá y Sogamoso.

6.2.1 Aspectos societarios

La Empresa Colombiana de Generación Eléctrica S.A. E.S.P. – ECOGEN S.A. E.S.P. se constituyó mediante la escritura pública 230, otorgada en la Notaría Única de Sabaneta, el 4 de abril de 1995, como una sociedad de servicios públicos y capital mixto vinculada al Ministerio de Minas y Energía, y sometida al régimen jurídico establecido en la Ley 142 y 143 de 1994 de Servicios Públicos Domiciliarios y Eléctrica. El 24 de abril de 1995, mediante escritura pública 266 de la Notaría Única de Sabaneta, se cambió su denominación social por ISAGEN S.A. E.S.P.

La sociedad nació como consecuencia de un proceso de escisión de la sociedad Interconexión Eléctrica S.A. ESP – ISA.

Su domicilio principal es la ciudad de Medellín.

El objeto social principal de ISAGEN es la generación y comercialización de energía eléctrica, la comercialización de gas natural por redes, así como la comercialización de carbón, vapor y otros energéticos de uso industrial.

La Visión de la sociedad contempla:

- ISAGEN es una excelente alternativa en generación de energía eléctrica, promoción de proyectos y construcción de soluciones energéticas.
- Sus propuestas de valor generan preferencia en los clientes nacionales y presencia en los mercados internacionales.
- El talento humano, las capacidades y la innovación empresarial aseguran la creación de valor para los accionistas y una sólida posición competitiva.

La Misión empresarial de la sociedad es la siguiente: *“ISAGEN desarrolla la capacidad de generación, produce energía eléctrica y comercializa soluciones energéticas que construye con los clientes, con el propósito de satisfacer sus necesidades y crear valor empresarial. La gestión se desarrolla con enfoque al cliente, sentido económico y responsabilidad social y ambiental.”*⁹

⁹ Tomado de la página web de ISAGEN: www.isagen.com.co

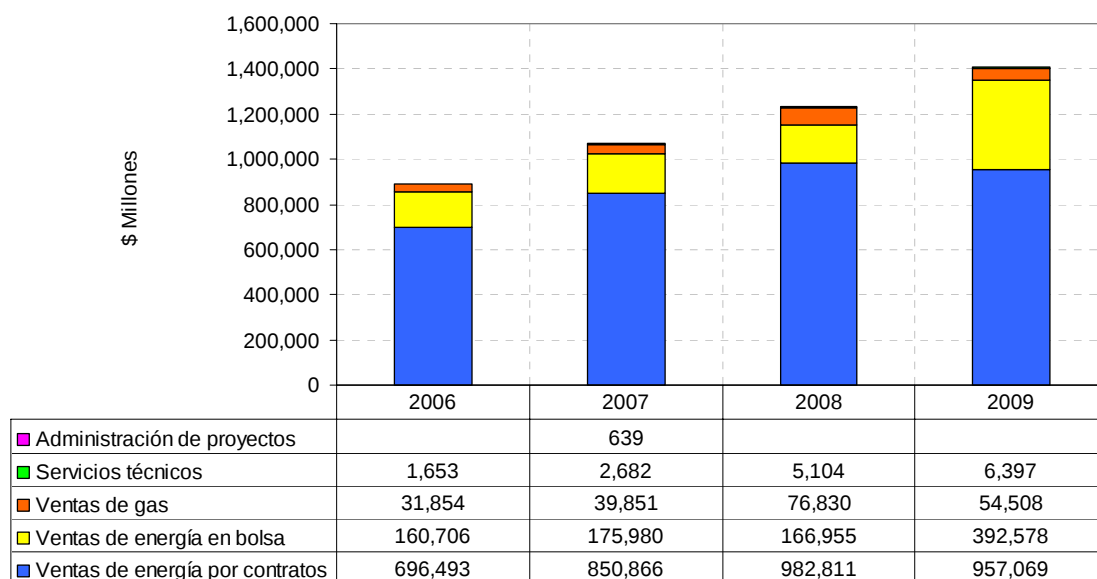
6.2.2 Aspectos comerciales

La generación de energía de ISAGEN durante el 2009 fue de 9.259,82 GWh, de los cuales 93.9% correspondió a generación hidráulica y 6.1% a generación térmica.

Los ingresos operacionales en 2009 sumaron \$1.410.552 millones y significaron un crecimiento de 14.5% respecto del resultado de 2008. La tasa anualizada de crecimiento en los últimos 3 años ha sido 16.6%.

La evolución de los ingresos y su composición en los últimos 4 años ha sido la siguiente:

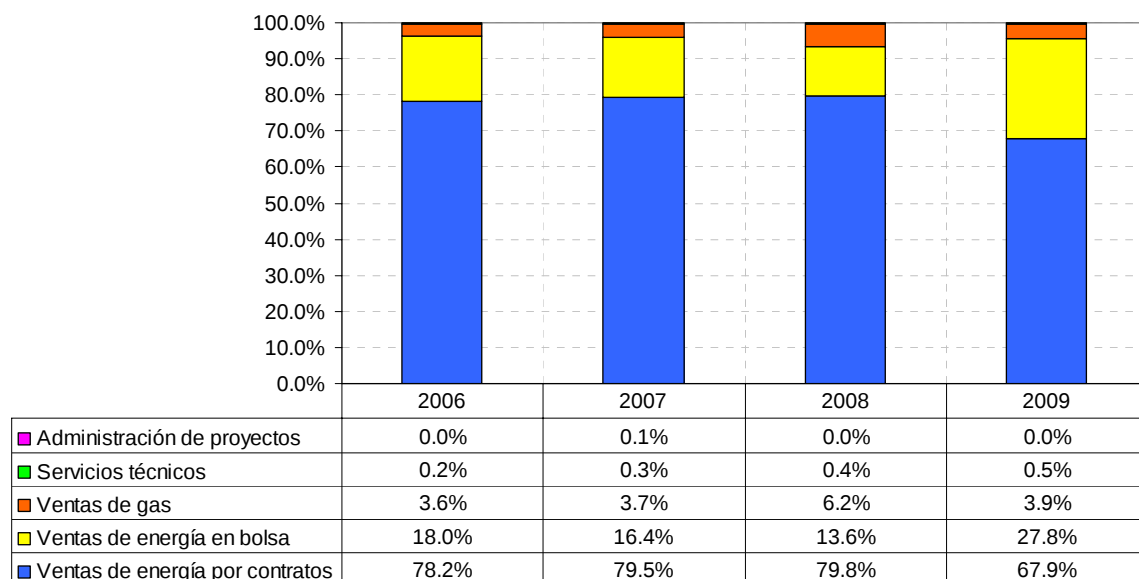
Figura 7. Evolución de los ingresos de ISAGEN 2006 - 2009



FUENTE: Informes Anuales de ISAGEN

Entre 2006 y 2008 casi el 80% de los ingresos correspondió a ventas de energía a través de contratos. En 2009 esta proporción se redujo 68% por el aumento en las ventas en la bolsa de energía.

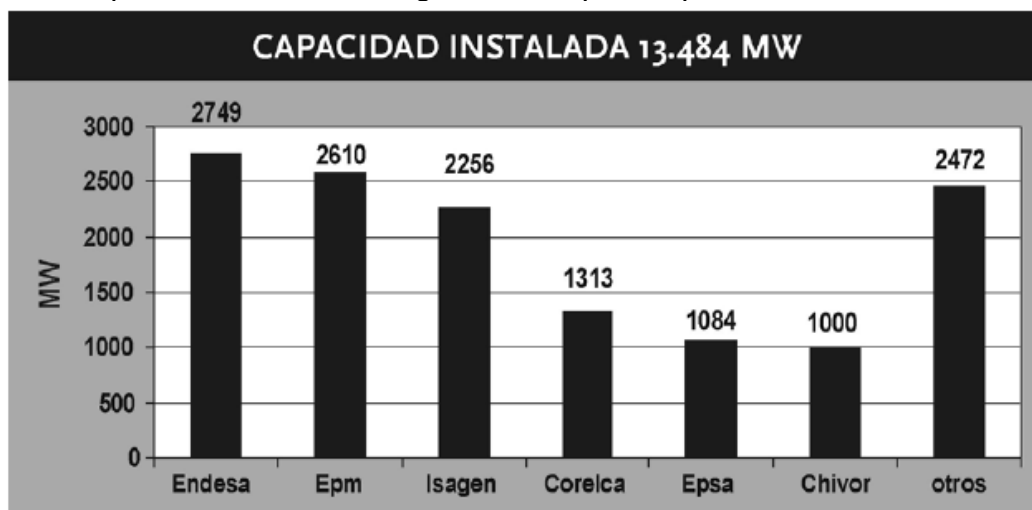
Figura 8. Composición de los ingresos de ISAGEN



FUENTE: Informes Anuales de ISAGEN

Como se aprecia en la siguiente figura, ISAGEN es el tercero en capacidad de generación en el país, luego de ENDESA y EPM. Estas tres empresas representan el 56% de la capacidad instalada del país.

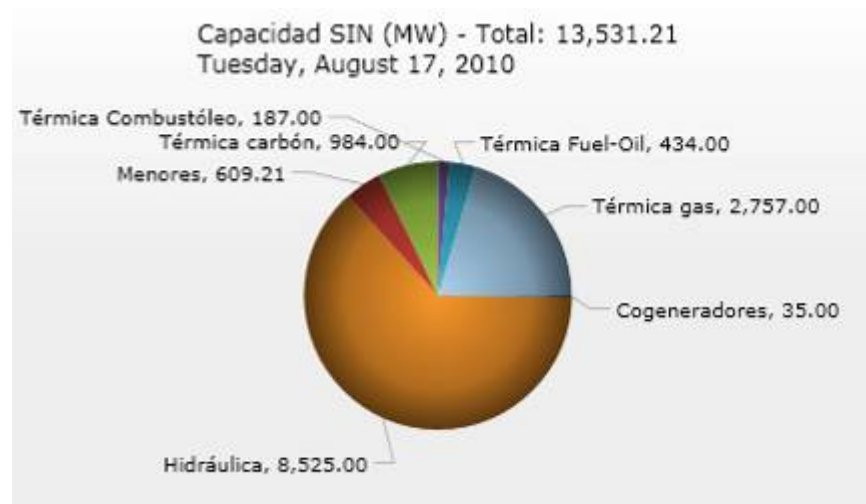
Figura 9. Capacidad Instalada de generación por empresa en Colombia



Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P a diciembre de 2006

Por el tamaño y composición de su capacidad de generación (86% hidráulica), ISAGEN tiene una oferta muy competitiva frente a los demás participantes de menor tamaño.

Figura 10. Capacidad Instalada del SIN por tipo de generación



Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP

La CREG, en el artículo 2 de la resolución 042 de 1999, establece límites a la participación en la actividad de generación de electricidad: *“Ninguna persona natural o jurídica podrá tener, directa o indirectamente, más del veinticinco por ciento (25%) de la Capacidad Nominal de Generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional.”*

La anterior condición limita el crecimiento de cada participante en la actividad de generación de Colombia. En el caso de ISAGEN, que participa con el 16% de la capacidad, con los nuevos proyectos (Amoyá y Sogamoso), llegaría a cerca del 21% y quedaría cerca del límite establecido por la normatividad.

A continuación se presenta un breve análisis DOFA de ISAGEN a partir de la información pública disponible y conocimientos del autor sobre el sector.

Figura 11. Análisis DOFA de ISAGEN

FORTALEZAS	DEBILIDADES
- Posibilidad de generar energía a bajo costo marginal por su alta capacidad de generación con recursos hídricos - Estrategia comercial definida: venta de energía a comercializadores y atención de grandes usuarios - Tamaño de empresa frente a otros competidores	- Dependencia de generación de energía mediante el uso de recursos hídricos - Afectación de la posición financiera asociada al tamaño del proyecto Sogamoso
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
- Margen de crecimiento en capacidad de generación para llegar a límite de 25% de la capacidad nacional, según lo permite la regulación actual - Posibilidad de crecer en otros servicios asociados a la generación de energía (promoción y asesorías de proyectos) - Acceso a ventas internacionales (exportación de energía) mediante la interconexión del sistema con otros países	- Riesgo cambiario: - o una devaluación de la tasa de cambio podría encarecer los proyectos de inversión, en el componente importado - o una revaluación podría ver reducida la expectativa de ingreso de cargo por confiabilidad el cual se ha predefinido en dólares - Cambios en la regulación del sector eléctrico - Nuevas tecnologías para generación de energía

6.2.3 Aspectos operacionales

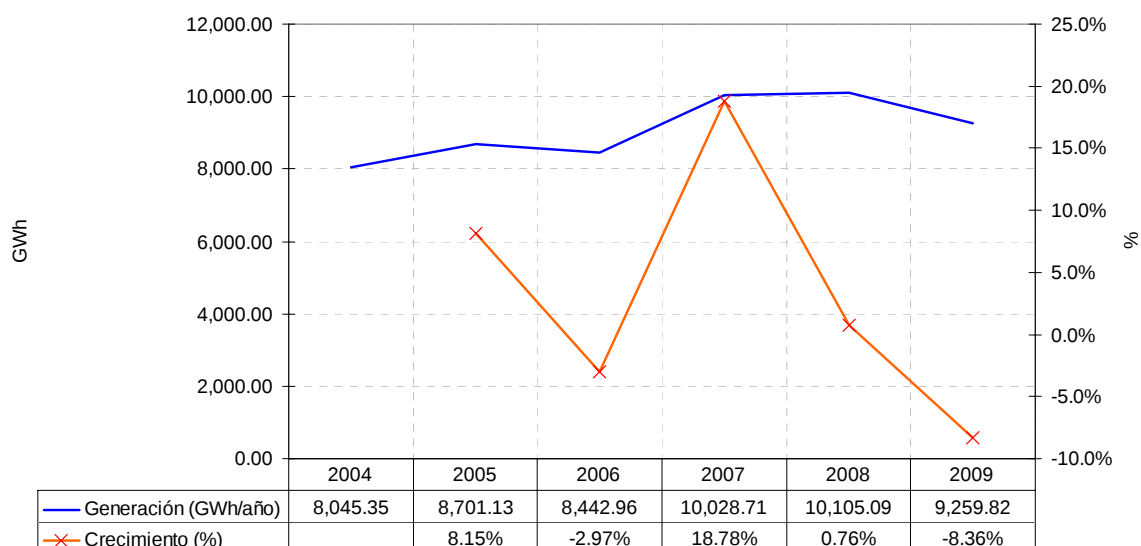
ISAGEN posee y opera cinco centrales de generación ubicadas en los departamentos de Santander, Antioquia y Caldas. Tiene una capacidad instalada total de 2.132 MW, equivalente al 16% de la capacidad total del Sistema Interconectado Nacional, distribuida en 1.832 MW hidráulicos y 300 MW térmicos, siendo un agente fundamental en el desarrollo de la industria de energía del país.

Tabla 2. Centrales de Generación de ISAGEN

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)
Central hidroeléctrica San Carlos	San Carlos (Antioquia)	1240
Central hidroeléctrica Jaguas	San Rafael (Antioquia)	170
Central hidroeléctrica Calderas	Granada (Antioquia)	26
Central hidroeléctrica Miel	Norcasia (Caldas)	396
Central térmica Termocentro	Cimitarra (Santander)	300

La central San Carlos, con 1.240 MW, es la central de mayor capacidad instalada del país.

Figura 12. Evolución de la generación de ISAGEN en los últimos 6 años



Fuente: Informes de gestión anuales presentados a la Asamblea de ISAGEN.

Bajo el panorama de una disminución del margen de seguridad de la capacidad de generación instalada frente a la demanda futura, ISAGEN ha emprendido la construcción de los proyectos Guarino, Manso, Amoyá y CH SOGAMOSO, los cuales se incorporaran hasta el año 2013, agregando 900 MW adicionales a los 2.132 MW que aportan las cinco plantas actuales, con los cual llegaría representar el 21% de la capacidad instalada de generación del país.

De los proyectos de generación que ya cuentan con asignación de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) para la remuneración del cargo por confiabilidad, CH SOGAMOSO es el segundo proyecto de mayor tamaño en términos de potencia de generación, con una capacidad de 820 MW, luego del proyecto Pescadero – Ituango (1.800 MW).

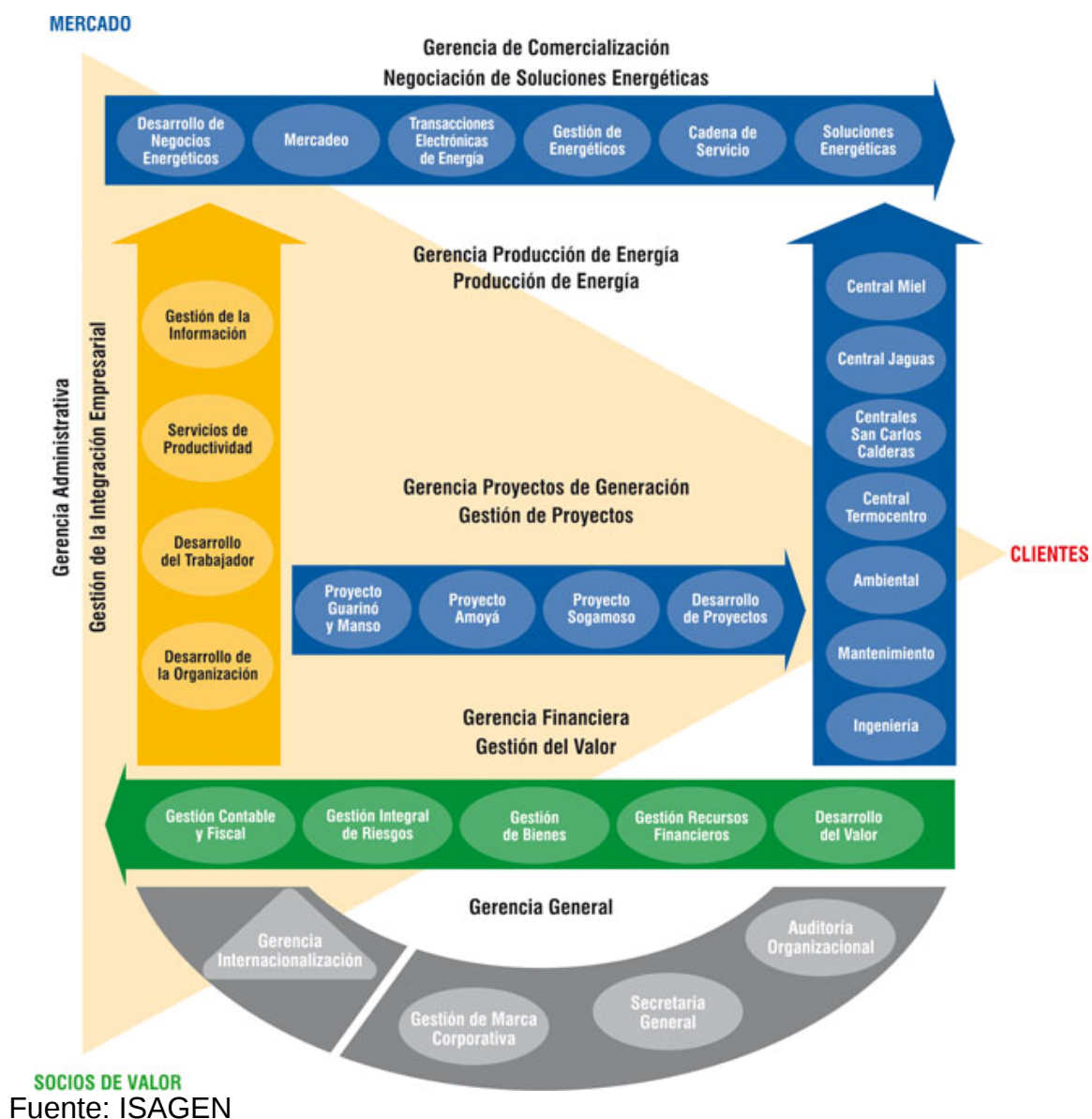
Una vez construida CH SOGAMOSO, esta será una de las 5 centrales de generación más grandes del país, junto a la central de San Carlos, Guavio y Chivor. Los ingresos por cargo por confiabilidad relativos a CH Sogamoso, que corresponden al 62% de la energía en firme de la planta, están calculados en aproximadamente en US\$33 millones anuales. La compañía cuenta con un año de holgura frente a la fecha prevista de culminación de la construcción del proyecto

(noviembre de 2013) y el compromiso de inicio de suministro de energía (noviembre de 2014).

6.2.4 Aspectos administrativos

El organigrama de ISAGEN S.A. ESP contempla la división de procesos en gerencias y equipos de trabajo, integrados según se ilustra en el siguiente esquema:

Figura 13. Organigrama de ISAGEN



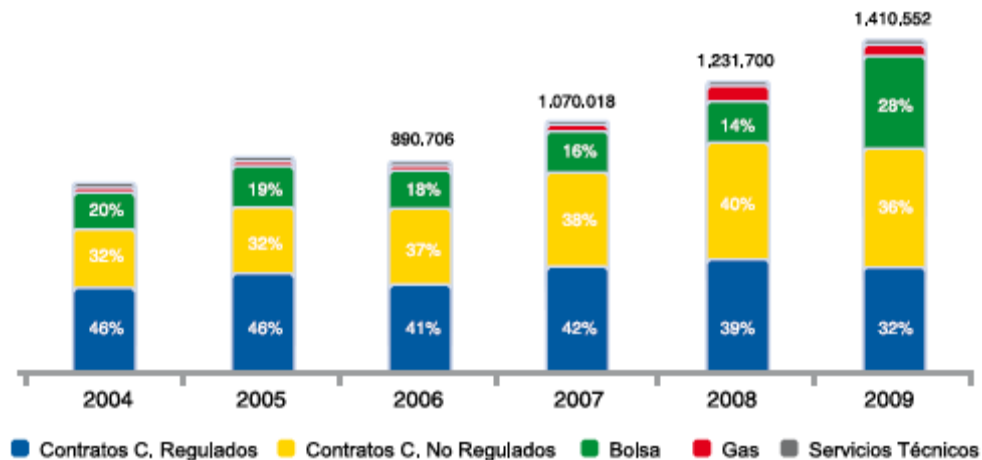
Cada proceso es asignado a una gerencia que depende directamente de la Gerencia General. Cada gerencia está representada en el organigrama por una flecha. A su vez, los equipos de trabajo responden por uno o varios asuntos de trabajo representados en el esquema mediante óvalos.

6.2.5 Aspectos financieros

En el 2009 los ingresos operacionales de ISAGEN fueron de \$1.410.552 millones incrementándose respecto al año anterior en un 14,5%. De estos ingresos 67,9% pertenecieron a las ventas de energía en contratos, el 27,8% de las ventas en Bolsa, y el 4,3% restante correspondieron a las ventas de gas y otros.

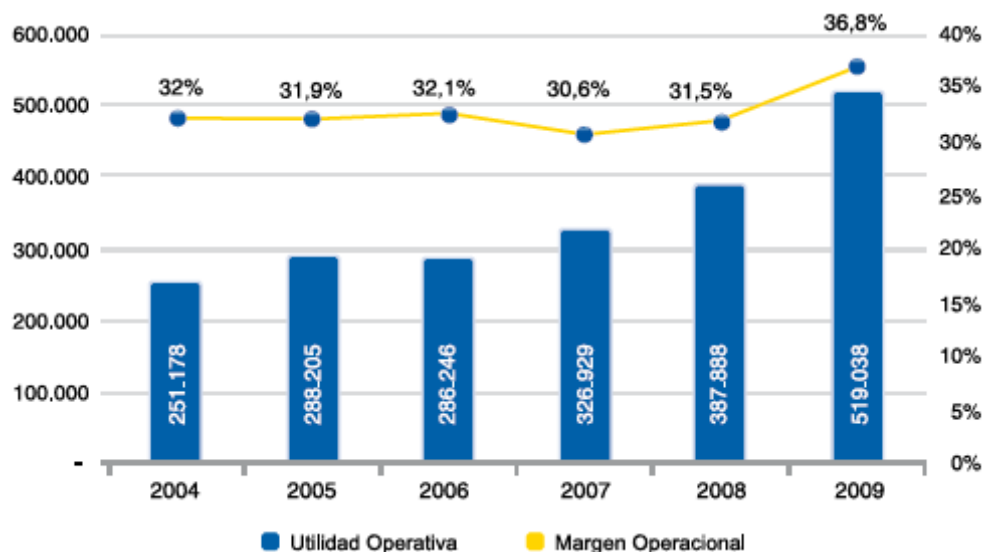
La utilidad operacional de ISAGEN en el año 2009 ascendió a \$519.038 millones, 33,8% superior a la obtenida en 2008, lo que se vio reflejado en el margen operacional que se ubicó en 36,8%. El EBITDA fue \$622.513 millones, presentando un aumento del 26,0% y situando el margen EBITDA en 44,1%. El crecimiento promedio de la utilidad operacional y el EBITDA desde el 2004 ha sido del 16% y 12,3%, respectivamente. Lo anterior se refleja en las siguientes figuras:

Figura 14. Evolución de los Ingresos Operacionales de ISAGEN



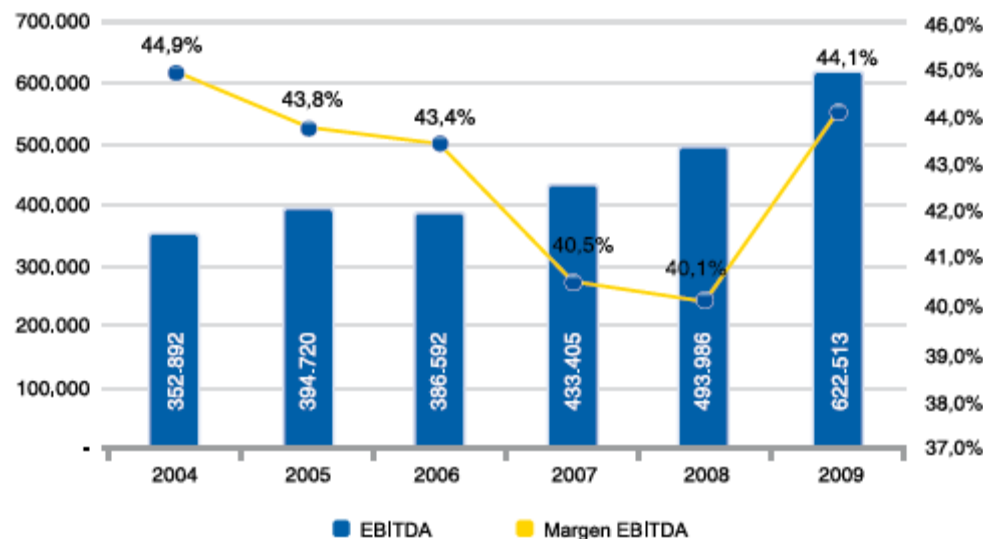
Fuente: Informe Anual de Gestión 2009 de ISAGEN

Figura 15. Evolución de la Utilidad Operacional de ISAGEN



Fuente: Informe Anual de Gestión 2009 de ISAGEN

Figura 16. Evolución del EBITDA de ISAGEN



Fuente: Informe Anual de Gestión 2009 de ISAGEN

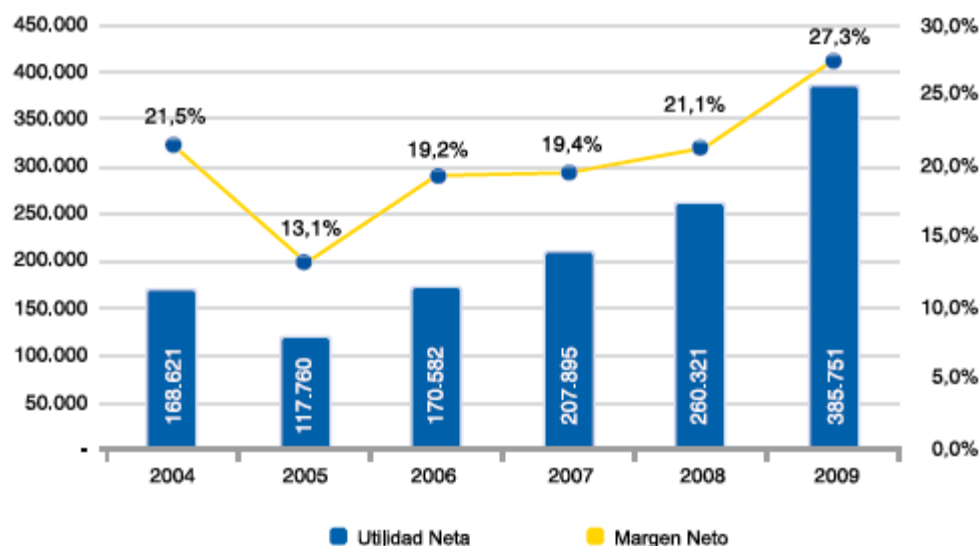
En 2009 los costos y gastos operacionales de ISAGEN presentaron un incremento de 4,6%, llegando a \$805.946 millones comparado con los \$770.621 millones del período anterior. Este comportamiento fue motivado principalmente por las mayores compras de energía en Bolsa asociadas a la mayor participación durante el periodo en este mercado.

Los costos y gastos operacionales crecieron en promedio 11% anual durante los últimos 5 años, debido principalmente a compras de energía en bolsa y gas y cargos por uso.

La provisión para el impuesto de renta pasó de \$103.392 millones en 2008 a \$138.858 millones en 2009, registrando un aumento del 34,1%, explicado por los mayores ingresos gravados obtenidos respecto a 2008.

La utilidad neta de ISAGEN presentó un crecimiento de 48,2% al alcanzar los \$385.751 millones en el año 2009, comparado con \$260.321 millones en el 2008. Ésta ha tenido un crecimiento promedio desde el 2004 del 21,9%. El margen neto del periodo se ubicó en 27,3% superior al 21,1% registrado en el año 2008, tal como se expresa en la siguiente gráfica:

Figura 17. Evolución de la Utilidad Neta de ISAGEN



Fuente: Informe Anual de Gestión 2009 de ISAGEN

ISAGEN ha mantenido un perfil financiero sólido, con un nivel de endeudamiento conservador y una gran capacidad de generación de efectivo, suficiente para atender los compromisos financieros existentes y mantener adecuadamente los activos que opera.

No obstante lo anterior, el nivel de endeudamiento considerado para financiar el proyecto hidroeléctrico de Sogamoso ejercerá presiones sobre la caja de la entidad, logrando estrechar el margen de generación de flujo de caja libre de la compañía como se apreciará en las proyecciones financieras.

A marzo de 2010 los resultados eran los siguientes:

Tabla 3. Resultados Financieros de ISAGEN a Marzo de 2010

Balance General (Millones \$)	Marzo 2010	Diciembre 2009	Variación %
Activo	4.991.273	4.949.857	1
Pasivo	1.742.606	1.603.994	9
Patrimonio	3.248.667	3.345.863	-3

Estado de Resultados (Millones \$)	Marzo 2010	Marzo 2009	Variación %
Ingresos operacionales	337.209	388.327	-13
Costos y gastos operacionales	232.233	207.715	12
Utilidad operacional	104.978	180.612	-42
Margen operacional	31%	47%	-33
Utilidad neta	78.216	125.919	-38
Margen neto	23%	32%	-29
EBITDA	131.897	207.222	-36
Margen EBITDA	39%	53%	-26

Fuente: Boletín Informativo Resultados del Primer Trimestre de 2010 (Mayo 4, 2010)

6.3 El Proyecto Central Hidroeléctrica Sogamoso

El conjunto de obras que conforman el Proyecto CH Sogamoso se localiza en el departamento de Santander, en el cañón donde el río Sogamoso cruza la serranía de La Paz; 75 kilómetros aguas arriba de su desembocadura en el río Magdalena y 62 kilómetros aguas abajo de la confluencia de los ríos Suárez y Chicamocha. La presa y el embalse se localizan en jurisdicción de los municipios de Betulia, Girón, Zapatoca, San Vicente de Chucurí, Los Santos y Lebrija.

Aguas abajo se encuentran dentro del área de influencia regional del Proyecto los municipios de Barrancabermeja, Puerto Wilches y Sabana de Torres por sus relaciones con el río Sogamoso hasta la desembocadura en el río Magdalena.

A continuación se presenta un mapa de ubicación general del proyecto.

Figura 18. Mapa de ubicación del proyecto CH Sogamoso



Fuente: ISAGEN

El proyecto hidroeléctrico consiste en el aprovechamiento del caudal del río Sogamoso, mediante la construcción de una presa. La hidroeléctrica tendrá una capacidad instalada de 820 MW y una generación media anual 5.056 GWh. Su entrada en operación se estima para finales del año 2013.

El Proyecto cuenta con Licencia Ambiental otorgada por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial mediante Resolución 0476 de 2000, modificada mediante la Resolución 898 de 2002.

Eventos importantes del proyecto:

- En 1960 se entregaron los resultados del primer estudio sobre el proyecto al Instituto Nacional de Aguas.
- Entre 1973 y 1976, ISA realizó el estudio de factibilidad técnica, con las firmas Harza Engineering Company e Hidroestudios.
- Entre 1994 y 1997 se realizaron los diseños y el estudio de impacto ambiental (INGETEC, SEDIC, Mejía Villegas y otros consultores regionales, para ISAGEN y la ESSA).

- En el año 1997 se creó HIDROSOGAMOSO S.A. con la participación de ESSA, FEN, ISAGEN y otras entidades del departamento de Santander, la cual adelantó la promoción del proyecto hasta el año 2004.
- En 2000, el Ministerio del Medio Ambiente otorgó Licencia Ambiental.
- Entre los años 2005 y 2007 ESSA, HIDROSOGAMOSO e ISAGEN optimizaron el esquema teniendo en cuenta las nuevas condiciones del mercado eléctrico.
- En agosto de 2007, ISAGEN adquirió la totalidad de los estudios del proyecto.
- Durante los años 2007 y 2008 ISAGEN adelantó, con la firma de ingenieros consultores INGETEC, la actualización de los diseños y del estudio de impacto ambiental correspondiente, el cual fue entregado al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, a las corporaciones autónomas de Santander, al Comité de Seguimiento conformado por la Gobernación de Santander y a todos los municipios del área de influencia regional en sus alcaldías.
- En el primer trimestre de 2009 inicia la construcción de las obras con las vías de acceso a los frentes de obra principales.

Tabla 4. Características Técnicas del Proyecto CH Sogamoso

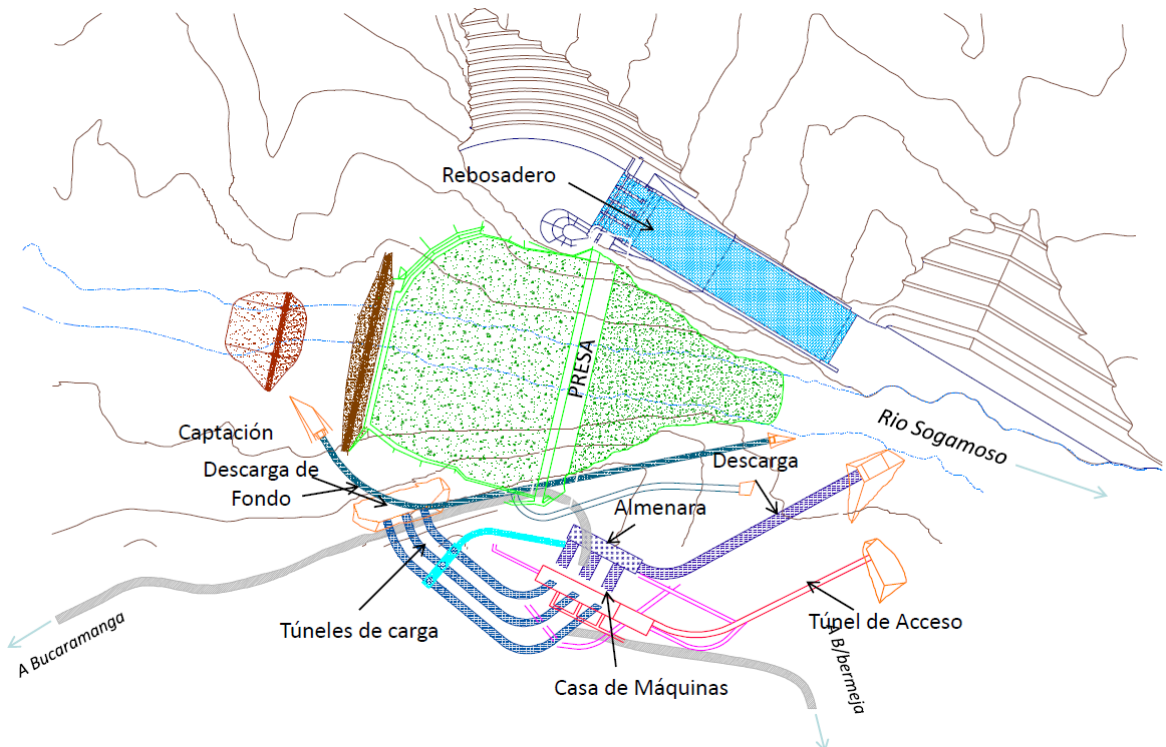
Parámetro de Diseño	Valor
Presa de gravas con cara de concreto	Altura de 190 metros
Capacidad instalada	820 MW
Número de unidades	3
Energía media	5056 GWh/año
Periodo de construcción	5 años
Caudal medio	474.6 m3/segundo
Área de la cuenca tributaria	2.117.800 hectáreas
Superficie del espejo de agua	6.960 hectáreas
Volumen total	4.800 Mm3

Las inversiones necesarias para llevar a cabo el Proyecto suman \$3,3 billones. Esta inversión se financiará con recursos de deuda y flujos propios de ISAGEN.

A la fecha de este estudio se había anunciado la siguiente financiación para el proyecto:

- Emisión de Bonos de Deuda Pública Interna en el mercado local por \$450.000 millones.
- \$1,54 billones de crédito firmado con un grupo de bancos locales. Los desembolsos se realizarán entre 2010 y 2011.
- Crédito con Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$140 millones; las condiciones se encuentran en proceso de negociación.
- Operación de leasing para financiar parte de los equipos del Proyecto por un valor estimado de \$75.000 millones.

Figura 19. Esquema básico de construcción del proyecto CH Sogamoso



Fuente: ISAGEN.

Como se mencionó anteriormente, el proyecto ya cuenta con asignaciones de OEF (Obligaciones de Energía en Firme) como resultado de la participación del proyecto en las subastas de asignación de cargo por confiabilidad, desde noviembre de 2014 y por un término de 20 años, lo cual representa un ingreso cercano a los US\$33 millones por año.

7. DESARROLLO DEL ESTUDIO

Se usó como base para la elaboración de las proyecciones la siguiente información:

- Informes anuales de asamblea de ISAGEN correspondiente a los años 2006, 2007, 2008 y 2009.
- Publicaciones de ISAGEN relacionadas con el proyecto CH Sogamoso
- Proyección a 10 años del precio de la energía en bolsa y la generación de energía por planta según de corrida del Modelo de Programación para la Optimización Dual Estocástica (MPODE) publicado por XM Expertos en Mercados S.A. ESP en Mayo de 2010.
- Supuestos macroeconómicos del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) correspondientes al escenario del 22 de abril de 2010

En este documento se presentarán los principales resultados extractados del modelo de acuerdo con el interés del estudio. Sin embargo, el modelo financiero que contiene todo el detalle de cuentas de los estados financieros proyectados y que hace parte integral de este trabajo, se entrega en medio magnético anexo al informe para consulta de cualquier interesado.

A continuación se describen los supuestos principales empleados para las proyecciones.

7.1 Supuestos macroeconómicos

Inflación:

- Variación porcentual del Índice de Precios al Consumidor (IPC): Se proyectó en 3.0% a partir del año 2010. Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Crecimiento real del PIB: Se proyectó en 2.5% en 2010, 3.5% en 2011, 4.0% en 2012 y 4.5% a partir del año 2013. Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Inflación externa (inflación de Estados Unidos): Se proyectó en 1.0% en 2010, 1.0% en 2011, 1.6% en 2012 y 1.8% a partir del año 2013. Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Producer Price Index (PPI) serie ID WPSSOP3200: Se utiliza para ajustar a dólares corrientes la tarifa del cargo por confiabilidad. Se proyectó con la variación porcentual del promedio aritmético de los últimos 6 años.

Tasa de cambio:

- Tasa de cambio final (Dólar): Se utilizó la proyección del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Tasa de cambio promedio (Dólar): Se calculó como la semisuma de las tasa de cambio inicial y final para cada año
- Devaluación (Dólar): Se calcula con la variación porcentual de la tasa de cambio final de un año a otro.

Tasas de interés:

- Tasa pasiva: Se utilizó para el cálculo de los intereses generados por la colocación de los excedentes de tesorería en el sistema financiero colombiano. Se estimó en 2.4 puntos porcentuales por encima de la inflación nacional, igual al promedio aritmético de los últimos 6 años.
- Tasa activa: Se incorpora en el modelo para el cálculo de los intereses causados por créditos rotatorios en escenarios en los cuales haya deficiencias de efectivo. Se estimó en 5.5 puntos porcentuales por encima de la inflación nacional, igual al promedio aritmético de los últimos 6 años.

Impuestos:

- Tasa de impuesto sobre la renta: Se aplica una tasa de 33% sobre la renta líquida gravable para obtener el impuesto sobre la renta. Se tienen en cuenta el descuento de 30% sobre las inversiones en activos fijos según lo establecido en el Artículo 158-3¹⁰ del Estatuto Tributario. Además se tiene en cuenta que según el Artículo 191¹¹ del Estatuto Tributario las empresas de servicios

¹⁰ ARTÍCULO 158-3. <Artículo modificado por el artículo 8 de la Ley 1111 de 2006. El nuevo texto es el siguiente:> A partir del 1o de enero de 2007, las personas naturales y jurídicas contribuyentes del impuesto sobre la renta, podrán deducir el cuarenta por ciento (40%)* del valor de las inversiones efectivas realizadas solo en activos fijos reales productivos adquiridos, aun bajo la modalidad de leasing financiero con opción irrevocable de compra, de acuerdo con la reglamentación expedida por el Gobierno Nacional. Los contribuyentes que hagan uso de esta deducción no podrán acogerse al beneficio previsto en el artículo 689-1 de este Estatuto. La utilización de esta deducción no genera utilidad gravada en cabeza de los socios o accionistas. La deducción por inversión en activos fijos sólo podrá aplicarse con ocasión de aquellos activos fijos adquiridos que no hayan sido objeto de transacción alguna entre las demás empresas filiales o vinculadas accionariamente o con la misma composición mayoritaria de accionistas, y la declarante, en el evento en que las hubiere. PARÁGRAFO. Los contribuyentes que adquieran activos fijos depreciables a partir del 1o de enero de 2007 y utilicen la deducción aquí establecida, sólo podrán depreciar dichos activos por el sistema de línea recta de conformidad con lo establecido en este Estatuto. PARÁGRAFO 2o. <Parágrafo adicionado por el artículo 10 de la Ley 1370 de 2009. El nuevo texto es el siguiente:> A partir del período gravable 2010, la deducción a que se refiere este artículo será del treinta por ciento (30%) del valor de las inversiones efectivas realizadas sólo en activos fijos reales productivos.

¹¹ ARTICULO 191. EXCLUSIONES DE LA RENTA PRESUNTIVA. <Artículo modificado por el artículo 11 de la Ley 1111 de 2006. El nuevo texto es el siguiente:> De la presunción establecida en el artículo 188 se excluyen: 5. Las empresas de servicios públicos que desarrollan la actividad complementaria de generación de energía.

públicos que desarrollan la actividad de generación de energía son exentas de la renta presuntiva.

- Anticipo de impuesto: Se estimó como el 75% del impuesto de renta generado en el año anterior, durante todo el horizonte de la proyección.
- Industria y comercio: Se proyectó de acuerdo con la tasa equivalente pagada por ISAGEN en 2009, de 5 / 1000 (0.05%) sobre los ingresos.
- Gravamen a los movimientos financieros (4 x 1000): Se proyectó el 4 / 1000 (0.04%) sobre el total de costos y gastos sin incluir depreciaciones y amortizaciones.
- Impuesto al patrimonio: Corresponde al impuesto que debe pagar la empresa sobre el valor de su patrimonio al 31 de diciembre de 2010 según la Ley 1370 de 2009. Se aplica una tarifa de 4.8% por corresponder a un patrimonio mayor a \$5.000 millones. Se asume que el impuesto se paga en 4 cuotas anuales iguales desde 2011 según lo permite la Ley.
- Impuesto predial: Se proyectó de acuerdo con la tasa equivalente pagada por ISAGEN en 2009 de 0.10% sobre el valor de las construcciones y edificaciones.

7.2 Supuestos de operación

Para la determinación de precios de bolsa y generación de energía esperada de ISAGEN en el horizonte de análisis se utilizó la corrida del mes de Mayo de 2010 del Modelo de Programación para la Optimización Dual Estocástica – MPODE publicada por XM Expertos en Mercados S.A. ESP.

La capacidad instalada proyectada por planta es la siguiente:

Tabla 5. Proyección de la capacidad instalada de ISAGEN

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Capacidad Efectiva (MW)										
San Carlos	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
Jaguas	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Miel I	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
Calderas	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Termocentro	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Amoyá		80	80	80	80	80	80	80	80	80
Sogamoso				267	689	820	820	820	820	820
Total	2,132	2,212	2,212	2,479	2,901	3,032	3,032	3,032	3,032	3,032

La generación proyectada para cada planta según los resultados del MPODE incluyendo CH Sogamoso es la siguiente:

Tabla 6. Proyección de la generación de energía de ISAGEN

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Generación (GWh/año)										
San Carlos	7,800.1	6,882.1	6,836.6	6,905.6	6,853.0	6,878.2	6,921.0	6,860.3	6,599.0	6,892.2
Jaguas	792.4	699.2	714.7	700.0	676.0	703.0	676.7	649.3	637.3	716.5
Miel I	1,460.2	1,958.7	2,009.9	1,966.9	1,993.1	1,935.2	1,909.0	1,955.5	1,914.2	2,005.3
Calderas	107.9	106.9	107.1	106.7	106.9	106.5	106.9	106.8	107.1	107.1
Termocentro	38.4	12.1	27.8	31.0	117.4	103.2	185.2	253.6	95.0	97.2
Amoyá	0.0	320.2	605.7	605.4	603.9	608.8	605.4	614.3	613.3	613.1
Sogamoso	0.0	0.0	0.0	331.8	4,938.9	5,214.4	5,019.7	5,094.6	5,141.5	5,069.3
Total	10,199.1	9,979.3	10,301.8	10,647.5	15,289.1	15,549.4	15,423.8	15,534.4	15,107.4	15,500.6
Crecimiento (%)	10.14%	-2.16%	3.23%	3.36%	43.59%	1.70%	-0.81%	0.72%	-2.75%	2.60%

En adición a la generación de las plantas propias se asume que ISAGEN realiza compras de energía en la bolsa equivalentes al 12.9% del total de energía que vende a través de contratos, igual al promedio de los últimos 4 años.

El balance de energía de ISAGEN sería el siguiente:

Tabla 7. Proyección del balance de energía de ISAGEN

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BALANCE DE ENERGÍA (GWh/año)										
Generación propia	10,199	9,979	10,302	10,647	15,289	15,549	15,424	15,534	15,107	15,501
Compras de energía en la bolsa	1,150	1,125	1,162	1,201	1,724	1,753	1,739	1,752	1,703	1,748
Total Energía disponible para la venta	11,349	11,104	11,463	11,848	17,013	17,303	17,163	17,286	16,811	17,248
Venta de energía a través de contratos	8,885	8,694	8,975	9,276	13,319	13,546	13,437	13,533	13,161	13,504
Ventas de energía en la bolsa	2,242	2,194	2,265	2,341	3,361	3,418	3,390	3,415	3,321	3,407
Pérdidas de energía	222	217	224	232	333	339	336	338	329	337
Total Energía vendida	11,349	11,104	11,463	11,848	17,013	17,303	17,163	17,286	16,811	17,248

Las pérdidas de energía se proyectan como el 6.5% de la energía vendida a clientes Grandes Consumidores, igual al promedio de los últimos 3 años. Este porcentaje corresponde a las pérdidas técnicas normales que se presentan en el negocio de comercialización de energía.

7.3 Supuestos de ingresos

Volúmenes de venta de energía:

- Ventas de energía a través de contratos: Corresponde a ventas efectuadas a Comercializadores, Grandes Consumidores y Ventas Internacionales. Se asume que para cada tipo de cliente se mantiene la proporción de venta en relación con la energía generada según el promedio de los últimos 4 años.

- Ventas de energía en la bolsa: Se asume que la energía excedente después de atender los contratos y restar las pérdidas se vende en la bolsa de energía.

Los volúmenes de venta serían los siguientes:

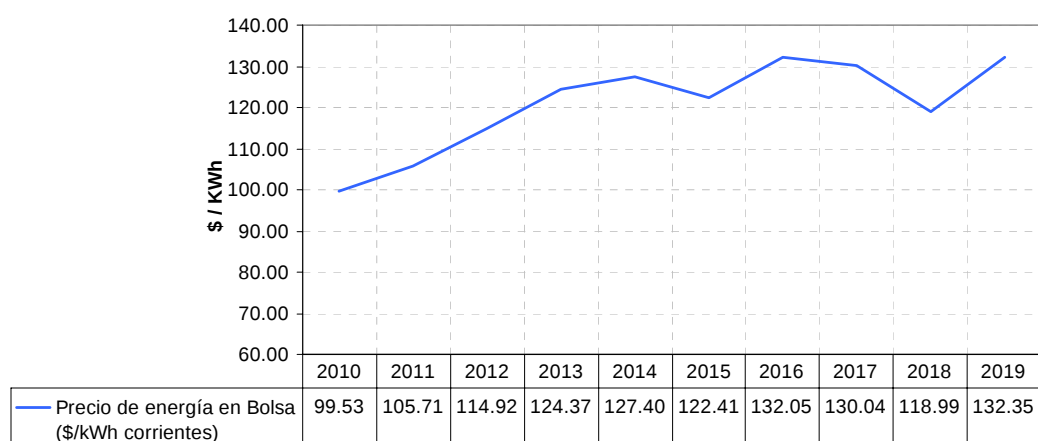
Tabla 8. Proyección de las ventas de energía de ISAGEN

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas de energía (GWh)	11,132	10,892	11,244	11,622	16,688	16,972	16,835	16,956	16,489	16,919
Bolsa	2,247	2,199	2,270	2,346	3,368	3,426	3,398	3,423	3,328	3,415
Contratos	8,885	8,694	8,975	9,276	13,319	13,546	13,437	13,533	13,161	13,504
Comercializadores	5,327	5,213	5,381	5,562	7,986	8,122	8,056	8,114	7,891	8,097
Grandes Consumidores	3,350	3,278	3,384	3,498	5,023	5,108	5,067	5,103	4,963	5,092
Ventas internacionales	207	203	209	216	311	316	313	316	307	315
% Venta en contratos / Generación	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%	87.1%
Comercializadores	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%
Grandes Consumidores	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%	32.9%
Ventas internacionales	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%

Precio de venta de la energía:

- Precio de venta de energía en la bolsa: Corresponde a la proyección del precio de bolsa tomada del MPODE, en dólares constantes de Mayo de 2010, ajustada a pesos corrientes de acuerdo con la tasa de cambio de Mayo 1 de 2010 (\$1.950,44 / USD) y la proyección de inflación. Los precios de bolsa proyectados son los siguientes:

Figura 20. Proyección del precio de energía en bolsa



Fuente: Precios en pesos calculados con la proyección del precio de bolsa tomada del MPODE, en dólares constantes de Mayo de 2010.

- Precio de venta en contratos a comercializadores: Se asume que el precio de venta de energía a comercializadores es igual al precio de la energía en bolsa más un margen de 3%, según información de ISAGEN.

- Precio de venta en contratos a grandes consumidores: Se asume que el precio de venta de energía a grandes consumidores es igual al precio de venta a comercializadores más el costo unitario de los cargos de transmisión y distribución (uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN, y uso del Sistema de Distribución Local - SDL y Sistema de Transmisión Regional - STR) que se explican más adelante.
- Precio de ventas internacionales: Se proyecta a partir del resultado de 2009, equivalente a 10.2 centavos de dólar por KWh, ajustado con inflación externa.

Otros Ingresos Operacionales:

- Regulación primaria de frecuencia (AGC): La Regulación Secundaria de Frecuencia -AGC- es el servicio que pueden prestar algunas plantas del sistema, con el cual se realiza un ajuste automático entre la oferta y la demanda. Las plantas que son elegidas para prestar el AGC son telecomandadas desde el Centro Nacional de Despacho, de tal manera que incrementen o disminuyan su generación para mantener la frecuencia en los rangos permitidos durante la operación diaria. En el caso de ISAGEN, en 2009 este servicio representó ingresos equivalente al 0.38% de las ventas de energía. Durante el horizonte de proyección se mantuvo este comportamiento.
- Desviaciones: Las plantas de generación que son despachadas para cubrir la demanda deben cumplir con el Despacho Económico asignado. El Sistema Eléctrico Colombiano ha determinado que el Despacho se cumple cuando la planta genera lo asignado en el Despacho con un margen del 5%. Si el generador sobrepasa este margen, bien sea hacia arriba o hacia abajo, se incurre en una Desviación. En el caso de ISAGEN, en los últimos 4 años ha recibido ingresos netos por desviaciones equivalentes al 0.0306% de las ventas de energía. Durante el horizonte de proyección se mantuvo este comportamiento.
- Ventas de gas: De acuerdo con el comportamiento de los últimos 2 años, se asume que cada año se logra vender el 93.3% del gas contratado disponible no consumido por Termocentro, a una tarifa igual al costo de compra.
- Servicios Técnicos: Se proyecta con inflación nacional a partir del resultado de 2009.

La proyección de ingresos es la siguiente:

Tabla 9. Proyección de los ingresos operacionales de ISAGEN

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos Operacionales										
Ventas de energía por contratos	1,094,799	1,129,004	1,252,694	1,387,936	2,043,684	2,019,743	2,144,139	2,144,129	1,950,465	2,194,998
Comercializadores	546,109	567,567	636,946	712,429	1,047,972	1,024,012	1,095,770	1,086,813	967,150	1,103,715
Grandes Consumidores	506,378	521,144	575,170	633,914	933,971	931,968	983,341	988,706	913,962	1,017,218
Ventas internacionales	42,312	40,293	40,578	41,593	61,741	63,762	65,029	68,610	69,354	74,065
Ventas de energía en bolsa	229,058	238,022	267,058	298,653	439,322	429,371	459,389	455,706	405,705	462,865
Transacciones en Bolsa	223,637	232,424	260,836	291,747	429,155	419,343	448,729	445,061	396,058	451,983
Regulación de Frecuencia (AGC)	5,015	5,179	5,758	6,390	9,407	9,278	9,863	9,849	8,926	10,069
Desviaciones	405	418	465	516	760	749	797	796	721	813
Ventas de gas	77,687	81,052	76,569	75,470	62,451	66,125	52,500	41,434	76,015	78,766
Servicios técnicos	6,589	6,787	6,990	7,200	7,416	7,638	7,868	8,104	8,347	8,597
Total Ingresos Operacionales (\$MM)	1,408,133	1,454,864	1,603,311	1,769,259	2,552,874	2,522,878	2,663,896	2,649,373	2,440,532	2,745,227
Crecimiento en ingresos (%)	-0.2%	3.3%	10.2%	10.4%	44.3%	-1.2%	5.6%	-0.5%	-7.9%	12.5%
Composición de los ingresos										
Ventas de energía por contratos	77.7%	77.6%	78.1%	78.4%	80.1%	80.1%	80.5%	80.9%	79.9%	80.0%
Ventas de energía en bolsa	16.3%	16.4%	16.7%	16.9%	17.2%	17.0%	17.2%	17.2%	16.6%	16.9%
Ventas de gas	5.5%	5.6%	4.8%	4.3%	2.4%	2.6%	2.0%	1.6%	3.1%	2.9%
Servicios técnicos	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Total Ingresos Operacionales (\$MM)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

7.4 Supuestos de costos y gastos

COSTOS

- Transacciones en bolsa: Corresponde a la energía que se compra en la bolsa. Se asume que anualmente se compra el 12.9% de la energía que se vende a través de contratos, igual al promedio de los últimos 4 años. La tarifa de compra es igual al precio de bolsa proyectado.
- Regulación de Frecuencia (AGC): Se proyectó como el 0.30% de las ventas de energía, igual al resultado de 2009.
- Devolución cargo por confiabilidad: Desde 2006 se encuentra vigente la nueva metodología para la remuneración de la confiabilidad en el sistema eléctrico colombiano, definida en la resolución CREG 071 de 2006, cuyo objetivo principal es remunerar a los agentes generadores por la disponibilidad de activos de generación según la Obligación de Energía Firme (OEF) asignada. El cargo por confiabilidad hace parte de la base mediante la cual se conforma el precio de la energía; por consiguiente en la venta de energía el generador o comercializador recauda el cargo por confiabilidad. El generador debe realizar un balance entre el valor recaudado del cargo por confiabilidad a través de las ventas de energía, y el valor que le ha sido asignado de acuerdo con la OEF asignada a cada planta. Si la diferencia del balance es positiva (es mayor el recaudo que el valor asignado) entonces se deberá devolver la diferencia al administrador del sistema (ASIC). Si la diferencia es negativa (es menor el

recaudo que el valor asignado) entonces se debe solicitar una compensación al ASIC. En el caso de ISAGEN, el recaudo del cargo por confiabilidad ha sido mayor que el valor asignado en las OEF por lo cual ISAGEN realiza devoluciones de cargo por confiabilidad.

Las OEF proyectadas para cada planta y el valor del cargo por aplicable para cada año se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 10. Proyección de las Obligaciones de Energía en Firme de ISAGEN y la tarifa de Cargo por Confiabilidad

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
OEF plantas ISAGEN (KWh/día) Dic-Nov	19,928,613	21,898,238	22,366,872	24,018,421	21,587,129	28,025,485	28,007,894	28,025,485	28,025,485	28,025,485
San Carlos	11,479,941	12,973,266	12,903,123	13,321,651	11,795,501	11,795,501	11,795,501	11,795,501	11,795,501	11,795,501
Jaguas	1,314,583	1,060,960	1,055,224	1,525,480	1,350,719	1,350,719	1,350,719	1,350,719	1,350,719	1,350,719
Miel I	1,640,052	1,655,304	1,646,355	2,208,822	2,208,822	2,208,822	2,208,822	2,208,822	2,208,822	2,208,822
Termocentro	5,494,037	6,208,708	6,175,139	6,375,437	5,645,056	5,645,056	5,645,056	5,645,056	5,645,056	5,645,056
Amoyá		0	587,031	587,031	587,031	587,031	587,031	587,031	587,031	587,031
Sogamoso						6,438,356	6,420,765	6,438,356	6,438,356	6,438,356
% DE LA CAPACIDAD REMUNERADA CON CARGO POR CONFIABILIDAD										
San Carlos	38.6%	43.6%	43.4%	44.8%	39.6%	39.6%	39.6%	39.6%	39.6%	39.6%
Jaguas	32.2%	26.0%	25.9%	37.4%	33.1%	33.1%	33.1%	33.1%	33.1%	33.1%
Miel I	17.3%	17.4%	17.3%	23.2%	23.2%	23.2%	23.2%	23.2%	23.2%	23.2%
Termocentro	76.3%	86.2%	85.8%	88.5%	78.4%	78.4%	78.4%	78.4%	78.4%	78.4%
Amoyá		0.0%	30.6%	30.6%	30.6%	30.6%	30.6%	30.6%	30.6%	30.6%
Sogamoso				0.0%	0.0%	33.5%	33.4%	33.5%	33.5%	33.5%
OEF Anual (kWh/día)										
Desde	01-Dic-09	01-Dic-10	01-Dic-11	01-Dic-12	01-Dic-13	01-Dic-14	01-Dic-15	01-Dic-16	01-Dic-17	01-Dic-18
Hasta	30-Nov-10	30-Nov-11	30-Nov-12	30-Nov-13	30-Nov-14	30-Nov-15	30-Nov-16	30-Nov-17	30-Nov-18	30-Nov-19
Días	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365
Cargo por Confiabilidad Nov-Dic (US\$/MWh) constantes	13.045	13.045	13.045	13.998	13.998	13.998	13.998	13.998	13.998	13.998
Cargo por Confiabilidad Nov-Dic (US\$/MWh) corrientes	13.801	14.036	14.319	15.182	15.476	15.776	16.082	16.393	16.711	17.035
Costo Equivalente energía (\$/kWh)	27.33	26.79	26.33	27.10	28.05	28.52	29.37	30.81	32.06	33.42

Fuente: Elaboración del autor con información tomada de XM Expertos en Mercados S.A. ESP.

La proyección de las devoluciones netas de cargo por confiabilidad se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 11. Proyección de la devolución neta del cargo por confiabilidad para ISAGEN

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cargo por confiabilidad asignado (US\$MM)										
San Carlos	59	67	68	73	67	68	70	71	72	73
Jaguas	7	5	6	8	8	8	8	8	8	8
Miel I	8	8	9	12	12	13	13	13	13	14
Termocentro	28	32	33	35	32	33	33	34	34	35
Amoyá	0	0	3	3	3	3	3	4	4	4
Sogamoso	0	0	0	0	3	37	38	39	39	40
Total (US\$MM)	101	113	119	132	125	162	165	168	171	175
Total CxC asignado (\$MM)	200,466	214,503	216,945	235,501	226,732	291,773	301,066	315,132	327,995	341,853
Recaudo del CxC en ventas (\$MM)	278,696	267,308	271,198	288,539	428,885	443,531	452,957	478,551	484,393	518,001
Ingreso Neto por cargo x confiabilidad (\$MM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Devolución Neta por cargo x confiabilidad (MM)	78,231	52,805	54,252	53,038	202,153	151,758	151,891	163,419	156,397	176,147

- Respaldo cargo por confiabilidad: Se proyectó como el 0.013% de las ventas de energía, igual al promedio de los últimos 4 años.
- Desviaciones: Se proyectó como el 0.013% de las ventas de energía, igual al promedio de los últimos 4 años.
- Restricciones: Se proyectó como el 1.63% de las ventas de energía, igual al promedio de los últimos 4 años.
- Cargo por Uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN: Se proyectó con la tarifa de 2009 de \$22.67 por kWh vendido a clientes grandes consumidores, ajustada con inflación, de acuerdo con las ventas proyectadas para cada año.
- Cargo por Uso del Sistema de Distribución Local - SDL y Sistema de Transmisión Regional - STR: Se proyectó con la tarifa de 2009 de \$24.54 por kWh vendido a clientes grandes consumidores, ajustada con inflación, de acuerdo con las ventas proyectadas para cada año.
- Conexión STN: Se proyectó con la tarifa de 2009 de \$1.58/kWh generado, ajustada con inflación, de acuerdo con la generación proyectada cada año.
- Combustible: Se asumió que se mantiene el mismo volumen del contrato Take or Pay - TOP – (pague lo contratado) de 2009 que corresponde a 4.380 MMBTU por año. Se asumió que la disponibilidad de combustible luego de restar el gas no disponible por eventos excusables es 74.7%, igual al promedio de los últimos 2 años. Se aplicó la tarifa en dólares de 2009 (US\$13.77 / MBTU) ajustada con inflación externa. Esta tarifa incluye suministro y transporte. El consumo de gas de Termocentro se calculó de acuerdo con el valor unitario que aparece en la descripción técnica de la planta de 7.087 BTU/KWh¹².
- Gastos de personal: Para proyectar los gastos de personal que hacen parte del costo, se estimó un costo unitario para 2009 con base en la capacidad de generación. El valor resultante de \$22.7 millones por MW instalado se ajustó con inflación nacional. Para la proyección se multiplica el costo unitario por la capacidad de generación proyectada para cada año. En el escenario CON Sogamoso se asume una reducción del costo unitario de 10% en 2013 y 10% en 2014 asumiendo que la nueva planta requiere menos personal dado su nivel tecnológico en comparación con las demás plantas de generación de ISAGEN.

¹² Tomado de:

http://www.isagen.com.co/metaInst.jsp?rsc=infoIn_centralTermocentro&tituloPag=ISAGEN,%20Central%20Termocentro%20Ciclo%20Combinado&idNodo=26

- Transferencia Ley 99/93: Se proyectó con la tarifa de 2009 de \$3.39/kWh generado, ajustada con inflación, de acuerdo con la generación proyectada cada año.
- Mantenimiento y reparación: Para proyectar los gastos de mantenimiento y reparación que hacen parte del costo, se estimó un costo unitario para 2009 con base en generación de energía. El valor resultante de \$2.906 por kWh generado se ajustó con inflación nacional. Para la proyección se multiplica el costo unitario por la generación proyectada para cada año.
- Contribución FAZNI: Se proyectó con la tarifa de 2009 de \$1.09/kWh generado, ajustada con inflación, de acuerdo con la generación proyectada cada año.
- CND, CRD'S y SIC: Se proyectó con la tarifa de 2009 de \$0.81/kWh generado, ajustada con inflación, de acuerdo con la generación proyectada cada año.
- Impuestos y contribuciones: Se proyectó el 0.4% del total de ingresos operaciones, igual al resultado de 2009.
- Seguros: Se proyectó el 0.83% del valor del activo fijo neto del año inmediatamente anterior, igual al resultado de 2009.
- Vigilancia: Para proyectar el costo de vigilancia se estimó un costo unitario para 2009 con base en la capacidad de generación. El valor resultante de \$5.2 millones por MW instalado se ajustó con inflación nacional. Para la proyección se multiplica el costo unitario por la capacidad de generación proyectada para cada año

Los costos de Atención clientes, Transporte y fletes, Relaciones con la comunidad, Plan de manejo ambiental, Aseo y cafetería, Honorarios, Arrendamientos, Estudios y proyectos, y Otros se proyectaron con inflación a partir del resultado de 2009.

GASTOS:

- Pago de pensiones: Se proyecta de acuerdo con la proyección del número de pensionados, asumiendo 14 mesadas por años y una mesada \$4.1 millones por persona 2009 (valor estimado con información de 2009). El valor de la mesada se ajusta con inflación.
- Ajuste pasivo actuarial: Corresponde a la diferencia del valor del cálculo actuarial de dos años consecutivos. Se proyecta de acuerdo con la proyección gruesa realizada de la evolución del cálculo actuarial que se explica más adelante.

- Contribución SSPD: Se proyecta como el 0.83% de los costos y gastos fijos, según el resultado de 2009.
- Contribución CREG: Se proyecta como el 0.36% de los costos y gastos fijos, según el resultado de 2009.

Los gastos de Personal, Cuota fiscalización contraloría, Honorarios, Mantenimiento y reparación, Publicidad, Gastos legales, y Otros gastos generales se proyectaron con inflación a partir del resultado de 2009.

7.5 Supuestos del balance

Caja mínima: Corresponde a la caja improductiva. Se proyectó en 0.016 días sobre los ingresos operacionales, igual al resultado de 2009

Inversiones patrimoniales: Corresponde a inversiones en otras sociedades. Se mantuvo igual el saldo de 2009.

Deudores:

- Cuentas por cobrar a clientes: Se proyectó en 67.3 días sobre los ingresos operacionales igual al resultado a diciembre de 2009
- Anticipos y avances proveedores, Deudores varios, Depósitos entregados, Cuentas de difícil cobro, y Provisiones: Se mantuvo igual el saldo de 2009.

Rotación de Inventarios:

- Repuestos: Se proyecto manteniendo la proporción entre el saldo a diciembre de 2009 y los costos de mantenimiento y reparaciones.
- Terrenos y edificaciones: Se mantuvo igual el saldo de 2009.
- Materiales y suministros: Se proyecto manteniendo la proporción entre el saldo a diciembre de 2009 y los costos de mantenimiento y reparaciones.
- Otros inventarios: Se proyectó el saldo de 2009 con inflación nacional.
- Provisiones para inventarios: Se proyectó manteniendo la proporción entre el saldo a diciembre de de 2009 y la suma de las demás cuentas de inventario.

Activos Fijos:

- Inversiones: Se proyectó el siguiente plan de inversiones entre 2010 y 2013 para desarrollar los proyectos Sogamoso, Amoyá y Traslase del Rio Guarínó, según la información disponible:

Tabla 12. Plan de inversiones en proyectos de generación de ISAGEN

	<u>Año</u>	2010	2011	2012	2013	TOTAL \$MM Corriente
Inversiones en proyectos (\$MM)						
CH Sogamoso		785,755	809,328	833,608	858,616	3,287,306
CH Amoya		75,414	77,676	0	0	153,090
Trasvase Guarinó		6,538	0	0	0	6,538
Total inversiones proyectos (\$MM)		867,707	887,004	833,608	858,616	3,446,935

Fuente: Cálculos del autor realizados con información tomada de publicaciones de ISAGEN.

En adición a las inversiones para estos proyectos, se asumió que la empresa reinvierte, para reposición de activos fijos, el equivalente al 3% de los ingresos operacionales, similar al comportamiento de 2009.

- Depreciaciones: Los activos fijos se deprecian de acuerdo con las siguientes vidas útiles:

Plantas de generación	25	años
Construcciones y Edificaciones	50	años
Maquinaria, Muebles y Equipo	10	años

Gastos pagados por anticipado: Se proyectó el saldo de 2009 con inflación nacional.

Diferidos:

- Cargos diferidos proyectos: Se asume que el saldo a diciembre de 2009 se amortiza en 10 años.
- Impuesto diferido y otros: Se proyectó el saldo de 2009 con inflación nacional.

Otros Activos:

- Reserva financiera actuarial: Corresponde a una provisión de fondos para respaldar el pasivo actuarial. Según información de ISAGEN la reserva corresponde al 50% del cálculo actuarial.
- Servidumbres: Según información de ISAGEN el saldo a diciembre de 2009 se amortiza en 50 años.
- Software: Según información de ISAGEN el saldo a diciembre de 2009 se amortiza en 5 años.
- Otros: Se mantuvo igual el saldo a diciembre de 2009

Obligaciones Financieras:

El saldo de las obligaciones financieras al 31 de diciembre de 2009 se proyecta según las condiciones descritas en la siguiente tabla.

Tabla 13. Saldo de obligaciones financieras de ISAGEN a Diciembre 31 de 2009

	Tasa i (%)	Saldo 2009 (\$MM)	Vencimiento
Power Finance Trust Ltd (1)	IPC+ 5,25 s.v.	492.497	2025
Citibank N.A. E.U (2)	10,40 s.v.	22.957	2010
Bonos de deuda 7 (3)	IPC+5,93 s.v.	98.856	2016
Bonos de deuda 10 (3)	IPC+6,48 s.v.	149.394	2019
Bonos de deuda 15 (3)	IPC+6,99 s.v.	201.750	2024
Total saldo obligaciones a Dic.31/2009		965.454	

(1) Contrato de préstamo con Power Finance Trust Limited contratado en 2005 con un plazo de 20 años, con un período de gracia de 5 años y amortización en 30 cuotas semestrales, con garantía de la Nación y Póliza OPIC.

(2) Contrato de préstamo con Citibank N.A. E.U., contratado en 2005 con un plazo de 5 años, con un período de gracia de 1.5 años y una amortización de 8 cuotas semestrales.

(3) Colocación de bonos en Septiembre de 2009 por valor de \$450.000 millones. La colocación de estos bonos hace parte de la estrategia de financiación para el proyecto Sogamoso.

Fuente: Informe Anual de Gestión 2009 de ISAGEN

En adición a estas obligaciones se asume que se utiliza el 90% del cupo de crédito por \$1.540.000 millones obtenido con bancos locales para el proyecto Sogamoso, así:

- Se asume desembolsos de 10% del cupo en 2010, 20% en 2011 y 60% en 2013.
- Se empezaría a pagar en un plazo de 7 años a partir de 2014.
- La tasa de interés es DTF + 4.9%

Cuentas por Pagar:

- Energía: Se proyectó equivalente a 90 días sobre las compras de energía, según la rotación promedio de los últimos 2 años.
- Proveedores: Se proyectó equivalente a 76.4 días del costo de ventas (sin incluir compras de energía ni depreciaciones y amortizaciones), según la rotación promedio de los últimos 2 años.
- Intereses financieros: Corresponde a los intereses por pagar de los bonos de deuda. Los intereses se pagan semestralmente. Al final del año queda como cuenta por pagar el valor equivalente a un semestre.
- Acreedores: Se proyectó equivalente a 4.6 días del costo de ventas (sin incluir compras de energía ni depreciaciones y amortizaciones), según la rotación promedio de los últimos 2 años.

- Depósitos recibidos en administración: Se mantuvo igual el saldo a diciembre de 2009

Impuestos, contribuciones y tasas por pagar:

- Impuesto diferido: Se mantuvo igual el saldo a diciembre de 2009
- Impuesto de Renta y Complementarios: Corresponde a la provisión anual del impuesto según la proyección de resultados
- Contribuciones: El saldo de 2009 se proyectó con la tasa de crecimiento de los ingresos operacionales.
- Retención en la fuente: El saldo de 2009 se proyectó con la tasa de crecimiento de los ingresos operacionales.

Obligaciones Laborales:

- Pensiones de Jubilación: Corresponde al valor presente neto de los pagos futuros de pensiones. El saldo de 2009 corresponde al resultado del estudio actuarial contratado por ISAGEN. Para la proyección se realizó una estimación de la evolución anual del cálculo actuarial con los siguientes supuestos:
 - o 148 personas con derecho a pensión a diciembre de 2009 (132 pensionados y 16 trabajadores a pensionarse en 2010)¹³
 - o Se asume que en 2010 hay 2 pensionados que pierden el derecho a la pensión, 2 en 2011, 3 en 2012, 3 en 2013, 4 en 2014, 4 en 2015; a partir de 2016 la tasa de pérdida de derecho aumenta en 1 pensionado por año.
 - o Se asumen 14 mesadas por año
 - o El valor de la mesada se calculó a partir de la información de 2009. Se obtuvo un valor de \$4.1 millones por mes. Este valor se ajusta con inflación cada año.
 - o El valor presente de los pagos de pensiones se calcula con la tasa nominal calculada de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2783 de 2001. Esta tasa resulta de sumar:
 - la tasa de interés técnico de 4.8%
 - la tasa promedio de inflación de tres años ponderándola así: tres veces la inflación del año k-1, dos veces la inflación del año k-2, una vez la inflación del año k-3, donde k es el año para el cual se calcula la tasa.
- Cesantías e intereses de cesantías: Se proyectó el saldo de 2009 con inflación nacional.
- Vacaciones y prima de vacaciones: Se proyectó el saldo de 2009 con inflación nacional.
- Otras provisiones Se mantuvo igual el saldo a diciembre de 2009

Otros pasivos: Se proyectó el saldo de 2009 con inflación nacional.

¹³ Tomado de las notas a los estados financieros del informe de anual de asamblea de 2009.

Dividendos: Se asumió una política de reparto de 45% de las utilidades disponibles por repartir en cada año, según el promedio de los últimos 4 años.

7.6 Escenarios a evaluar

El objetivo del estudio es evaluar el impacto que tiene para ISAGEN el desarrollo del proyecto CH Sogamoso por lo cual los escenarios a evaluar serian dos:

- **ESCENARIO SIN SOGAMOSO:** En el cual se considera que no se realiza la ejecución del proyecto CH Sogamoso, y por lo tanto:
 - a. No se realiza la inversión
 - b. No se contratan los créditos mencionados para la financiar el proyecto
 - c. No se recibe el cargo por confiabilidad asignado
- **ESCENARIO CON SOGAMOSO:** En el cual se considera la ejecución del proyecto
 - a. Se realiza la inversión según el supuesto descrito anteriormente
 - b. Se contratan los créditos mencionados
 - c. Se recibe el cargo por confiabilidad

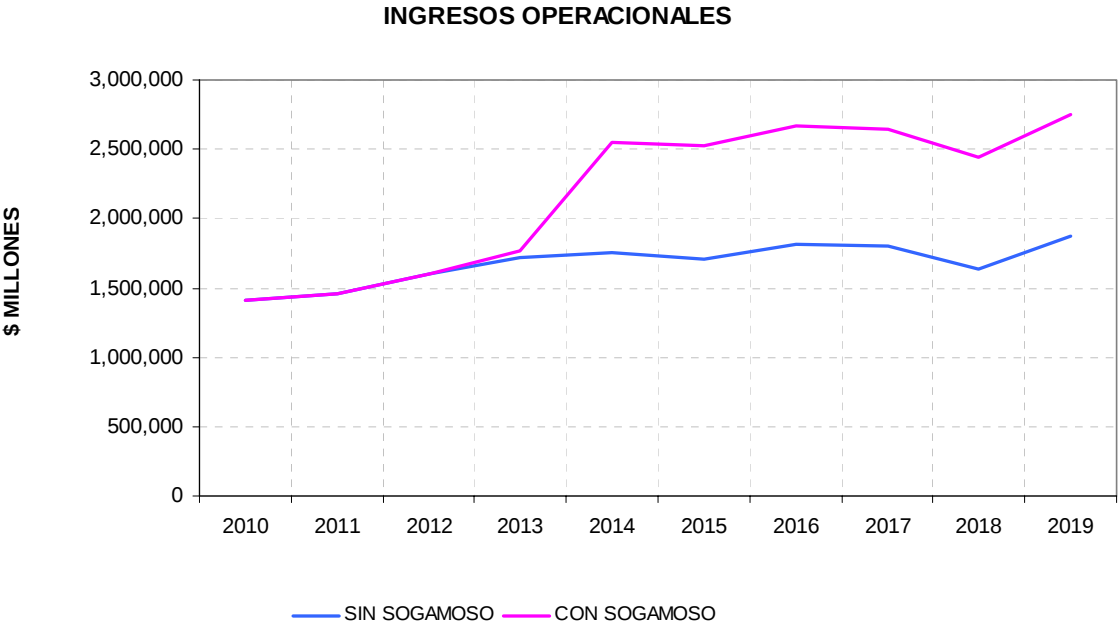
7.7 Resultados de los escenarios proyectados

A continuación se presenta la comparación gráfica de los resultados e indicadores más importantes para medir el efecto que tiene el desarrollo de CH Sogamoso en los resultados de ISAGEN.

En el Anexo A se presentan los estados financieros proyectos del escenario SIN Sogamoso y en el Anexo B se presentan los estados financieros proyectados del escenario CON Sogamoso.

El modelo financiero completo con todos los estados financieros y cuentas proyectadas se entregan como parte del ANEXO C de este trabajo.

Figura 21. Comparación de la proyección de ingresos operacionales



El proyecto CH Sogamoso generaría un incremento de 47% en los ingresos operacionales de ISAGEN desde 2014; en la utilidad operacional el incremento sería en promedio 52%, como se aprecia en la siguiente gráfica.

Figura 22. Comparación de la proyección de utilidad operacional

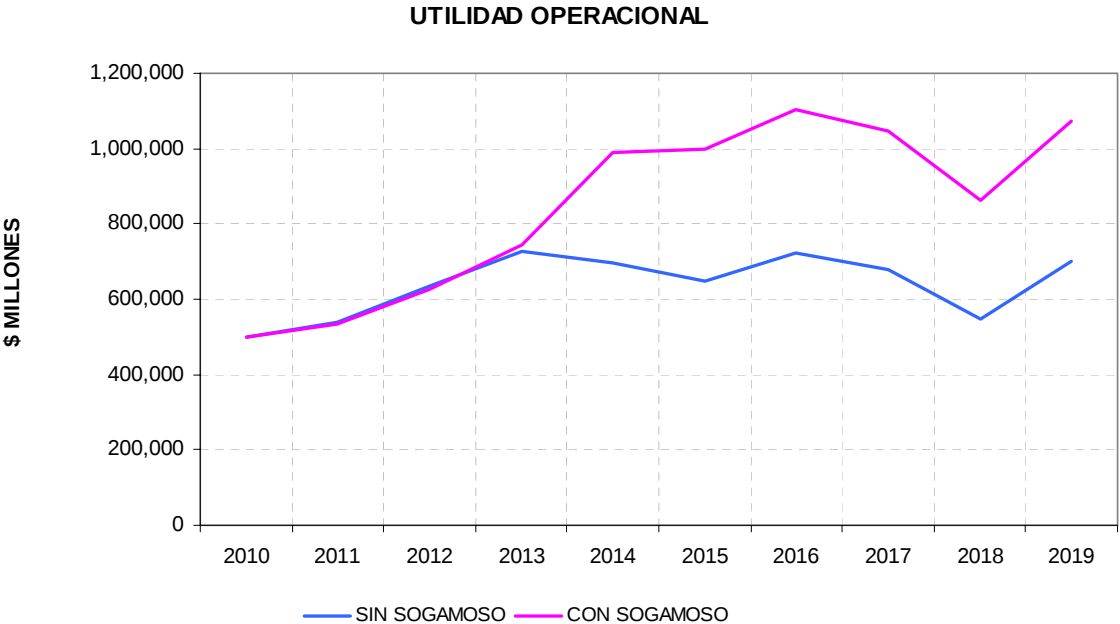
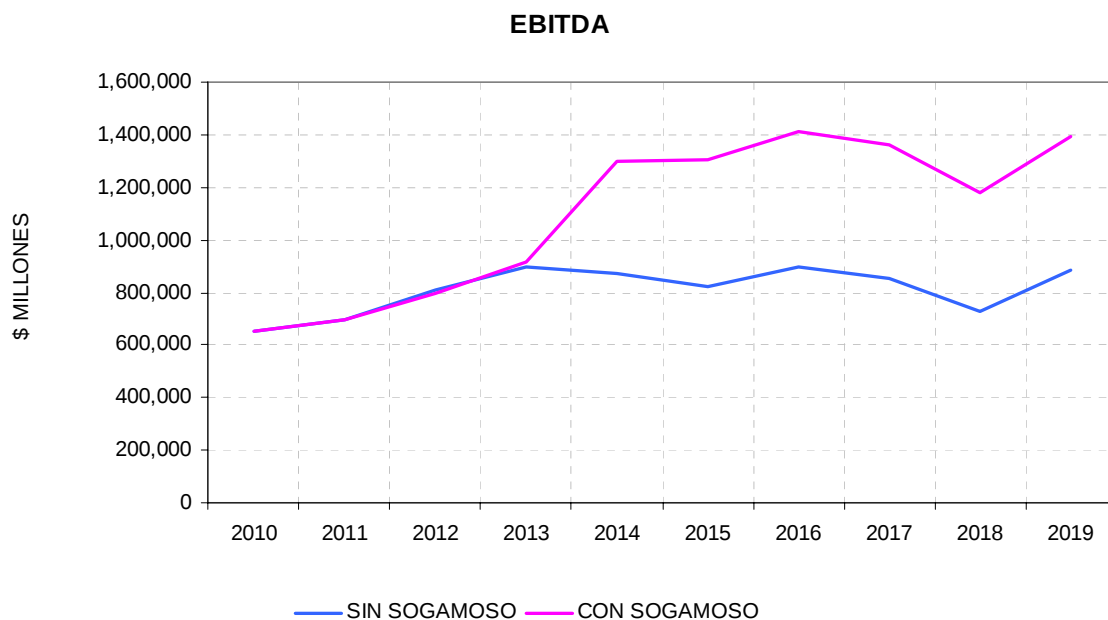
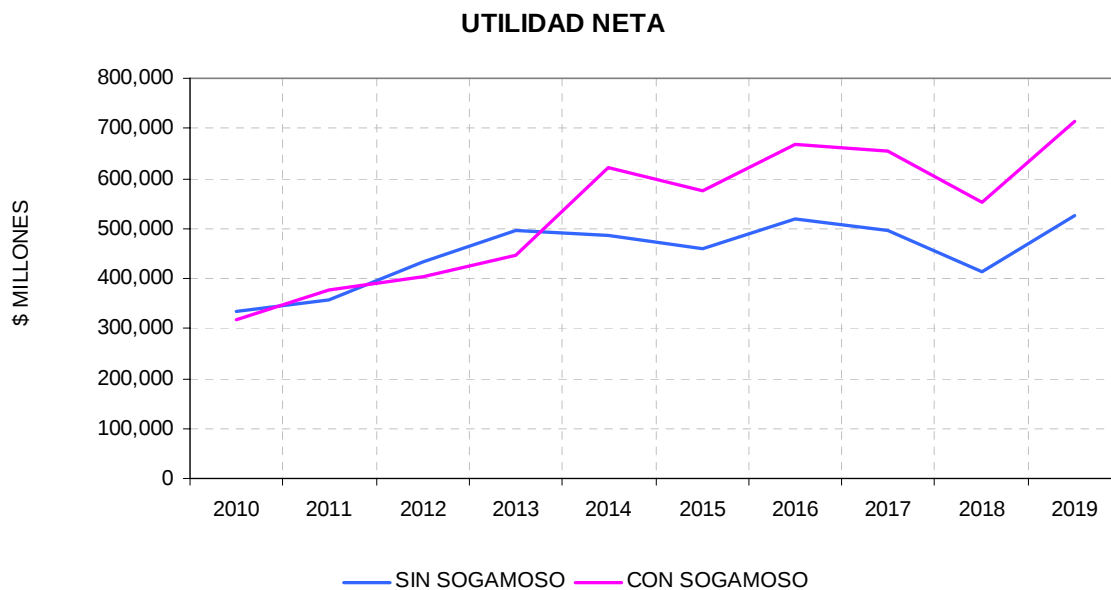


Figura 23. Comparación de la proyección de EBITDA



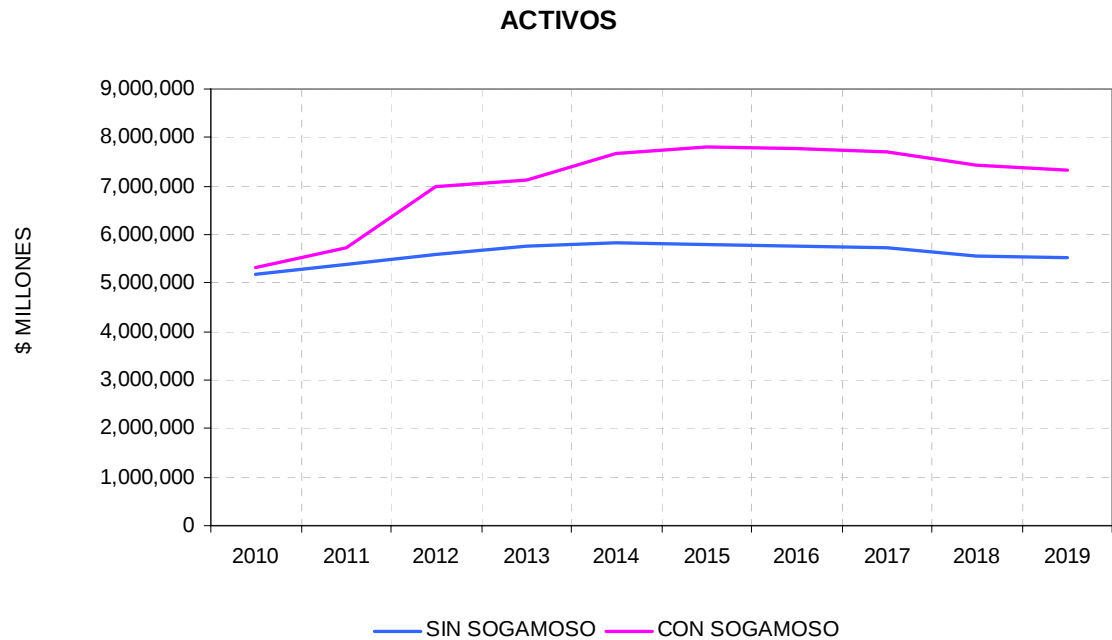
En EBITDA el aumento promedio sería de 57.4% con el proyecto CH Sogamoso.

Figura 24. Comparación de la proyección de utilidad neta



En utilidad neta el incremento promedio sería de 30% debido al alto gasto financiero que conlleva la financiación del proyecto CH Sogamoso.

Figura 25. Comparación de la proyección del total los activos



El activo crecería en promedio 33.6%, en tanto que el pasivo aumentaría hasta en 75.7% en 2012 frente al escenario de no ejecutar CH Sogamoso.

Figura 26. Comparación de la proyección del total los pasivos

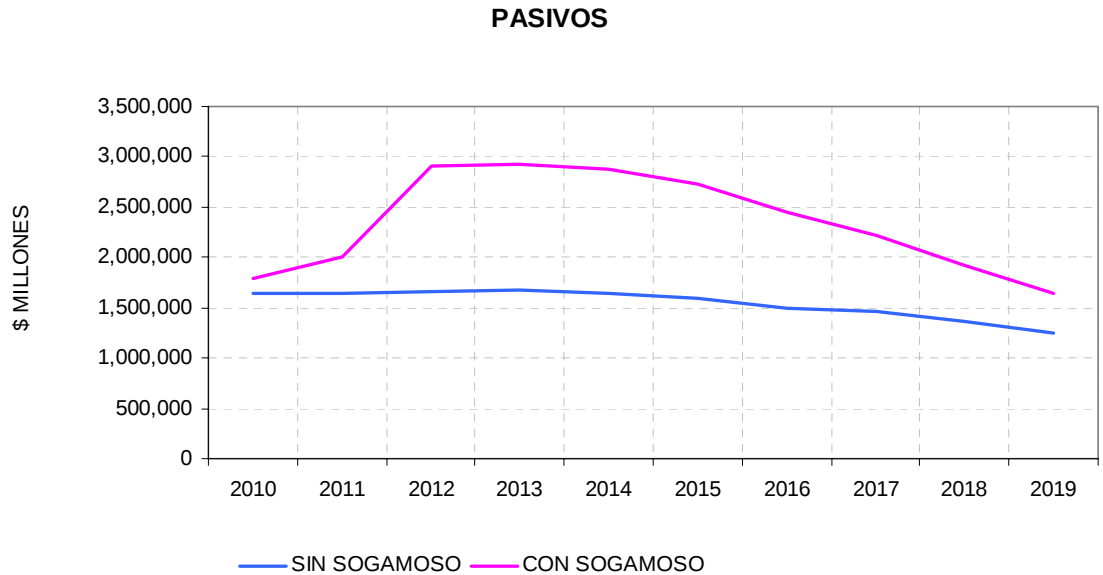
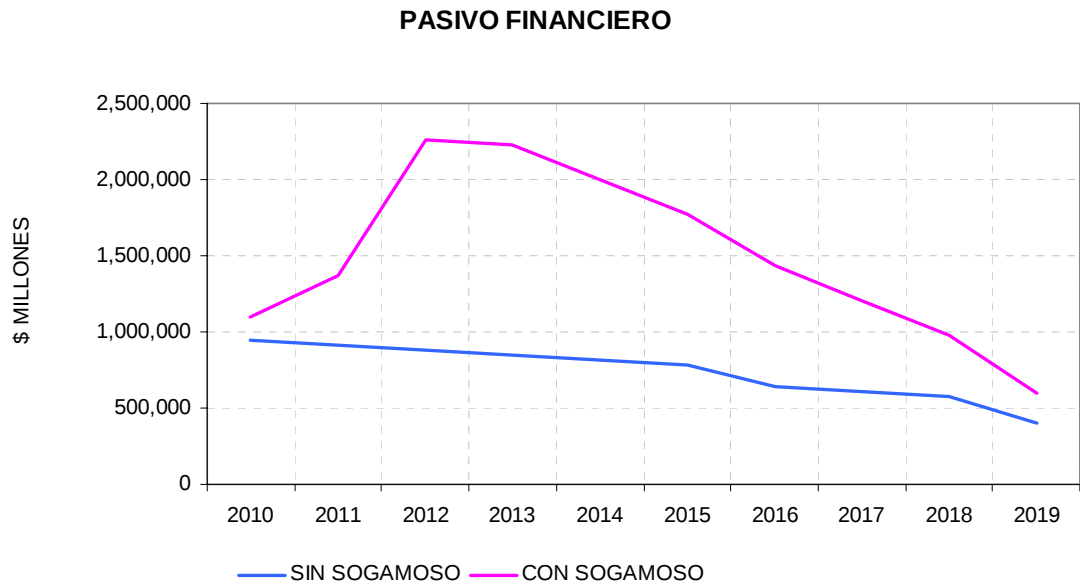
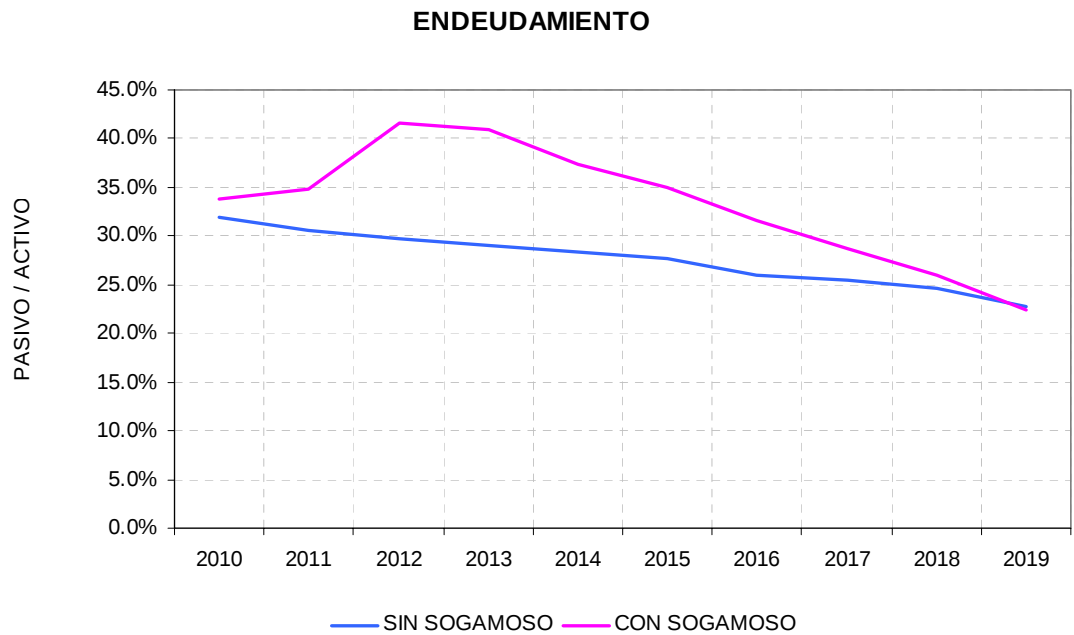


Figura 27. Comparación de la proyección del pasivo financiero



El pasivo financiero alcanza un máximo de \$2.26 billones en 2012.

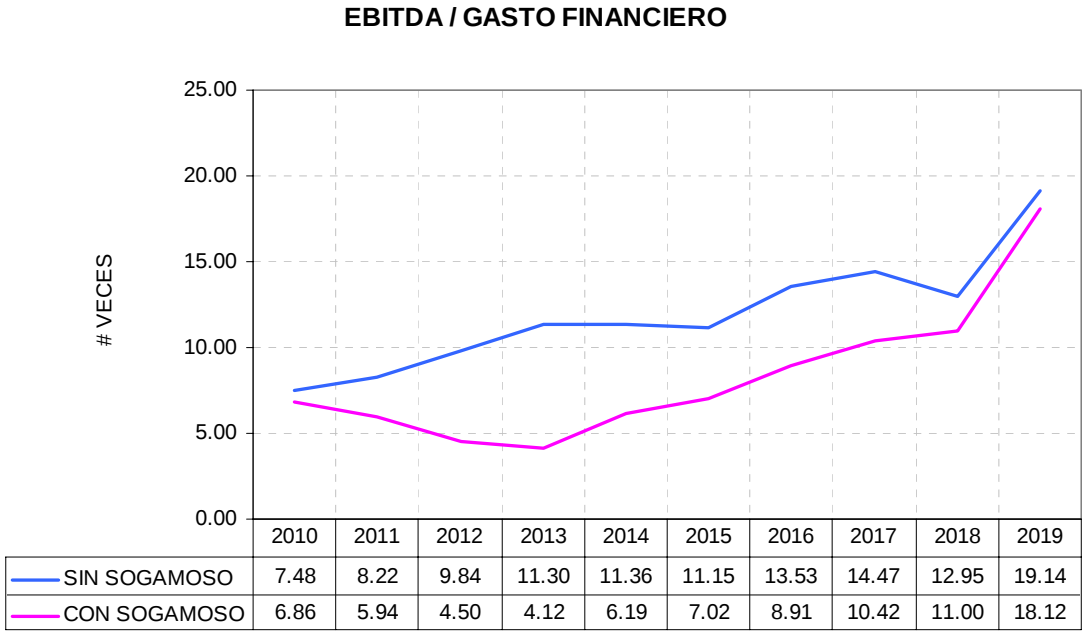
Figura 28. Comparación de la proyección del índice de endeudamiento



El índice de endeudamiento (Pasivo / Activo) llegaría a un máximo de 41.6% en 2012.

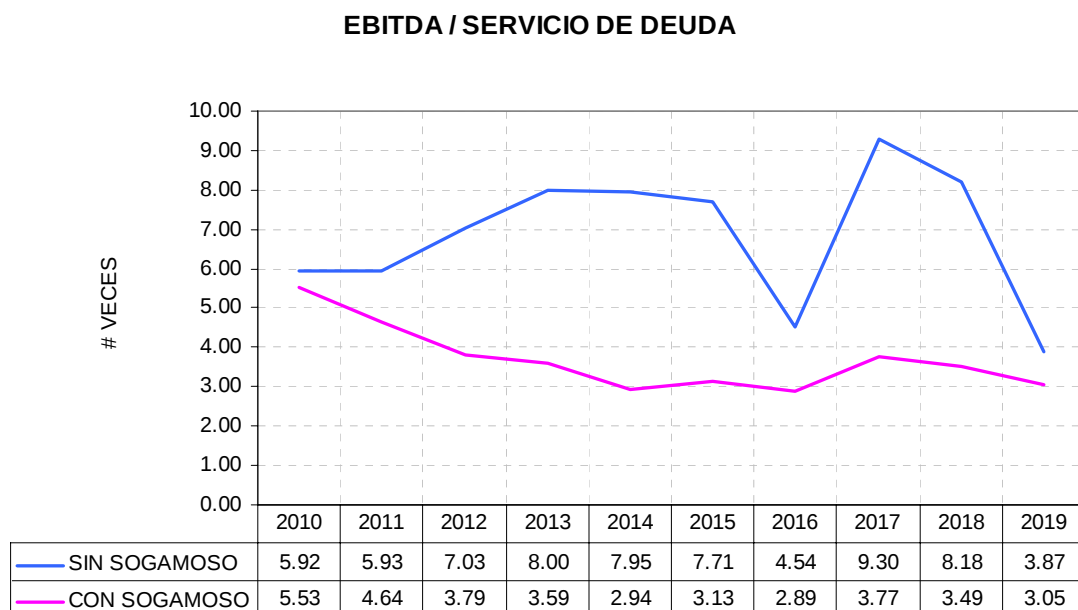
Los índices de cobertura de deuda tendrían el siguiente comportamiento:

Figura 29. Comparación de la proyección de la relación entre EBITDA y gasto financiero



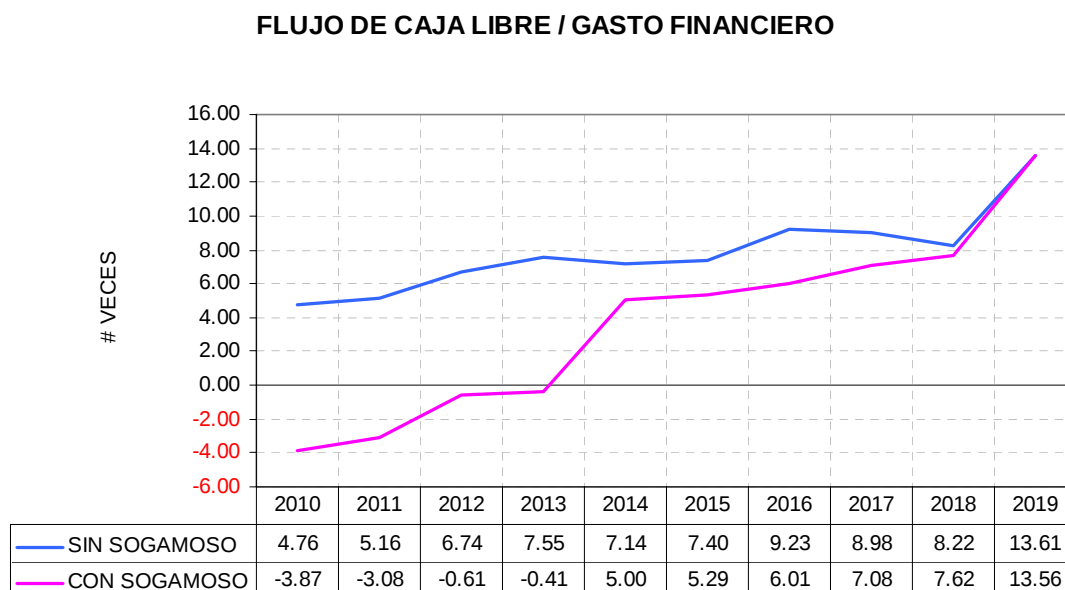
Según la relación entre EBITDA y el gasto financiero, con Sogamoso, aun en 2013 el EBITDA sería equivalente a 4.12 veces el gasto financiero.

Figura 30. Comparación de la proyección de la relación entre EBITDA y servicio de deuda



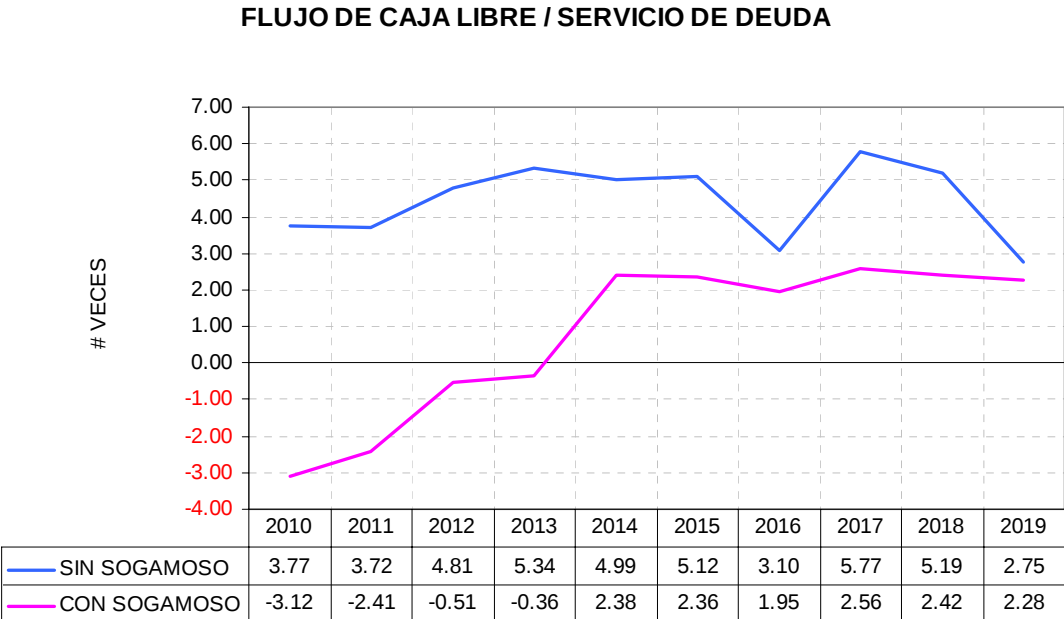
En la comparación del indicador EBITDA / SERVICIO DE DEUDA se aprecia que el proyecto Sogamoso reduce a casi la mitad el nivel de cobertura; sin embargo se mantiene en un nivel cercano o mayor a 3 veces, lo cual es aceptable.

Figura 31. Comparación de la proyección de la relación entre Flujo de Caja Libre y gasto financiero



Excepto durante el periodo de inversión en el proyecto CH Sogamoso (hasta 2013), el flujo de caja libre generado sería suficiente para pagar los intereses de la deuda.

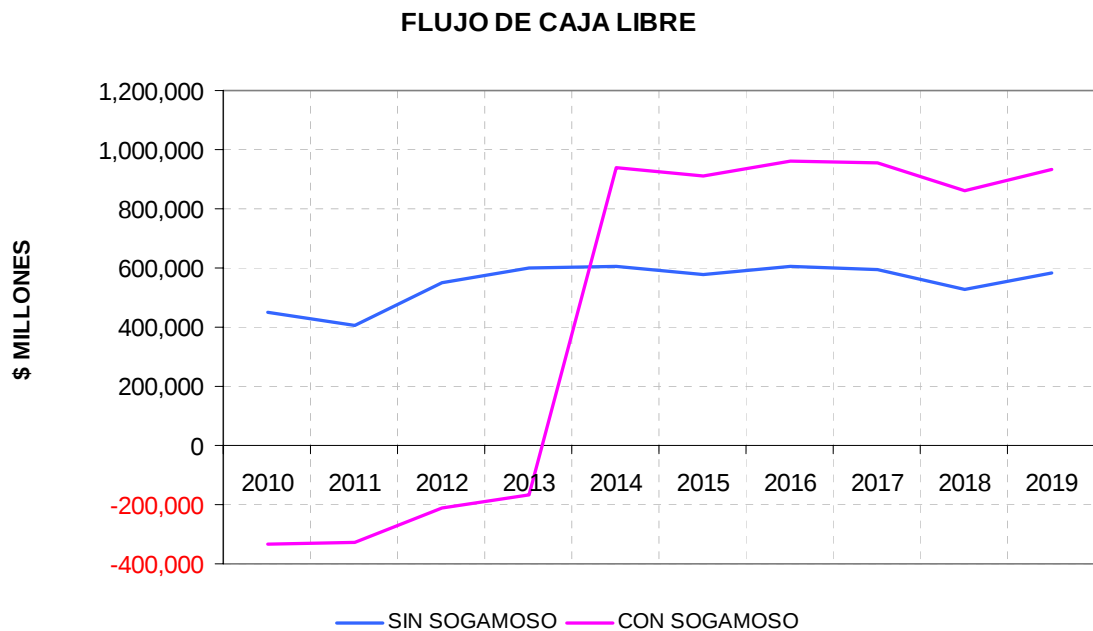
Figura 32. Comparación de la proyección de la relación entre Flujo de Caja Libre y gasto financiero



Hasta 2014 el flujo de caja libre generado sería insuficiente para cubrir el pago de la deuda. A partir de 2015 la relación es casi en todos los años superior a 2.

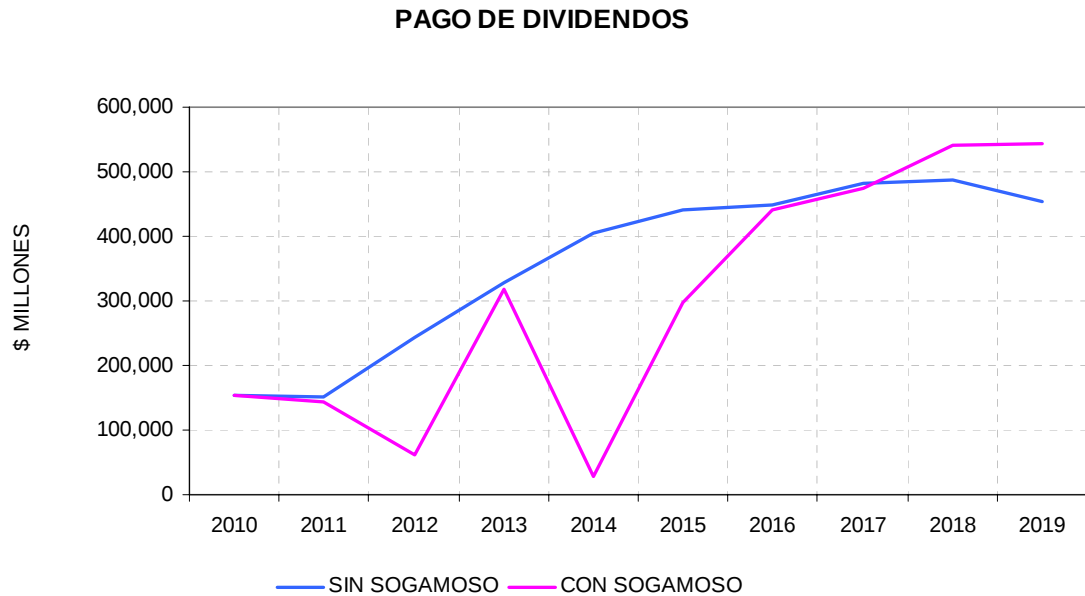
Como se aprecia en la siguiente grafica, el flujo de caja libre es negativo durante el periodo de construcción del proyecto (hasta 2013), y aumentaría en promedio un 59% desde 2014.

Figura 33. Comparación de la proyección del Flujo de Caja Libre



Entre 2012 y 2015 habría una reducción en el pago de dividendos como consecuencia de la destinación de recursos hacia el proyecto CH Sogamoso. Esta situación podría resolverse si la empresa decide tomar deuda adicional para disponer de la caja necesaria para mantener el nivel de dividendos de 2011. A partir de 2018 los dividendos serían mayores que en el escenario SIN Sogamoso.

Figura 34. Comparación de la proyección del pago de dividendos



En resumen, respecto de los resultados anteriores, la ejecución del proyecto CH Sogamoso:

- Aumentaría considerablemente los niveles de endeudamiento de ISAGEN
- Deterioraría los indicadores de cobertura de deuda, que serían críticos durante la etapa de construcción del proyecto, pero mejorarían una vez inicia la operación de la planta.
- Aumentaría sustancialmente los ingresos, las utilidades y el flujo de caja libre, pero durante el horizonte de proyección (hasta 2019) los recursos nuevos estarían comprometidos con el pago de la deuda contratada para financiar la construcción del proyecto.
- Podría reducir temporalmente el pago de dividendos frente al escenario de no ejecutar el proyecto.

7.8 Valoración

Como se explicó anteriormente se utiliza la metodología de Flujos de Caja Libre Descontados para atender el objetivo del estudio que consiste en evaluar el impacto que tendrá el proyecto CH Sogamoso en los flujos futuros de ISAGEN.

La valoración se hace con referencia al 31 de diciembre de 2010.

El valor del activo operacional corresponde al Valor Presente Neto (VPN) del Flujo de Caja Libre (FCL), incluyendo el Valor Residual correspondiente. Para calcular el valor total de los activos se adiciona:

- el valor de los excedentes de caja estimados al 31 de diciembre de 2010
- el valor de los activos no operacionales que corresponde a inversiones de ISAGEN en otras sociedades
- el valor de la reserva para el pasivo pensional

Para calcular el valor del patrimonio se resta:

- el saldo del pasivo financiero estimado al 31 de diciembre de 2010
- el valor del pasivo actuarial estimado al 31 de diciembre de 2010

Valor Residual: Corresponde al cálculo de una perpetuidad a partir del flujo libre de caja del último año de proyección. Se consideró un gradiente crecimiento para el cálculo del valor residual de 0%.

El valor del costo de capital accionario y el WACC, que se utiliza como tasa de descuento para los flujos, se determinó para los 2 escenarios evaluados debido a que la relación entre la deuda y el patrimonio es distinta en ambos escenarios.

El valor de cada tasa, los datos y las fuentes empleadas para hacer el cálculo se ilustran en las siguientes tablas:

Tabla 14. Costo de capital accionario para escenario sin Sogamoso

Costo de Capital =		$R_f + (R_m - R_f) \cdot B + Z$		
Componente	Valor	Descripción:	Base:	Fuente
Rf	2.62%	Tasa Libre de Riesgo. Tasa de rendimiento sobre un activo libre de riesgo	Cotización bonos del tesoro americano a 10 años.	MHCP - Curva de rendimientos
B	0.77	Beta. Factor de ponderación de rentabilidad observada del negocio con respecto a la rentabilidad del mercado	Muestra de empresas del mismo sector productivo, considerando el efecto de apalancamiento para la empresa	Aswath Damodaran
Rm	10.81%	Rendimiento esperado promedio del mercado	Promedio aritmético de 50 años mercado acciones EEUU	Damodaran. Serie historica de rendimientos del S&P500
(Rm-Rf)	8.19%	Prima del mercado de acciones sobre la tasa libre de riesgo.		
Z	1.64%	Prima por riesgo país	Diferencia entre tasas de intereses de bono del gobierno colombiano en dolares y bono del tesoro americano con similar duración	MHCP - Curva de rendimientos
Costo de Capital en Dolares	10.56%			
Inflación externa largo plazo	1.62%			
Costo de Capital en terminos reales	8.80%			

Fecha datos MHCP: 17-Ago-10

Beta Desapalancado del Sector	0.63
Tasa de impuestos	33.00%
Relación Deuda/Patrimonio	34.01%
Nivel promedio deuda	25.38%
Nivel promedio patrimonio	74.62%

Tabla 15. WACC utilizados para el cálculo del VPN de los flujos para el escenario sin Sogamoso

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes										
Creditos Rotatorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obligaciones Financieras	909,664	876,831	843,998	811,164	778,331	646,642	613,809	580,976	398,749	365,916
Capital	1,460,750	1,649,797	1,818,047	1,899,055	1,918,574	1,988,003	2,003,103	1,929,207	2,000,038	2,125,111
Total	2,370,414	2,526,628	2,662,044	2,710,219	2,696,906	2,634,645	2,616,912	2,510,183	2,398,787	2,491,026
Peso de las Fuentes										
Creditos Rotatorios	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Obligaciones Financieras	38.4%	34.7%	31.7%	29.9%	28.9%	24.5%	23.5%	23.1%	16.6%	14.7%
Capital	61.6%	65.3%	68.3%	70.1%	71.1%	75.5%	76.5%	76.9%	83.4%	85.3%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Costo de las fuentes (en terminos reales)										
Creditos Rotatorios	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%
Obligaciones Financieras	4.0%	4.0%	4.0%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.2%	4.2%	4.2%
Capital	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%
WACC Real	7.0%	7.1%	7.3%	7.4%	7.4%	7.6%	7.7%	7.7%	8.0%	8.1%

Tabla 16. Costo de capital accionario para escenario con Sogamoso

Costo de Capital =		Rf + (Rm - Rf)*B + Z		
Componente	Valor	Descripción:	Base:	Fuente
Rf	2.62%	Tasa Libre de Riesgo. Tasa de rendimiento sobre un activo libre de riesgo	Cotización bonos del tesoro americano a 10 años.	MHCP - Curva de rendimientos
B	0.83	Beta. Factor de ponderación de rentabilidad observada del negocio con respecto a la rentabilidad del mercado	Muestra de empresas del mismo sector productivo, considerando el efecto de apalancamiento para la empresa	Aswath Damodaran
Rm	10.81%	Rendimiento esperado promedio del mercado	Promedio aritmetico de 50 años mercado acciones EEUU	Damodaran. Serie historica de rendimientos del S&P500
(Rm-Rf)	8.19%	Prima del mercado de acciones sobre la tasa libre de riesgo.		
Z	1.64%	Prima por riesgo pais	Diferencia entre tasas de intereses de bono del gobierno colombiano en dolares y bono del tesoro americano con similar duración	MHCP - Curva de rendimientos
Costo de Capital en Dolares	11.03%			
Inflación externa largo plazo	1.62%			
Costo de Capital en terminos reales	9.26%			
Fecha datos MHCP: 17-Ago-10				
Beta Desapalancado del Sector	0.63			
Tasa de impuestos	33.00%			
Relación Deuda/Patrimonio	47.62%			
Nivel promedio deuda	32.26%			
Nivel promedio patrimonio	67.74%			

Tabla 17. WACC utilizados para el cálculo del VPN de los flujos para el escenario con Sogamoso:

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes										
Creditos Rotatorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obligaciones Financieras	1,371,664	2,262,831	2,229,998	1,999,164	1,768,331	1,438,642	1,207,809	976,976	596,749	365,916
Capital	1,470,407	1,811,293	1,940,658	2,534,366	2,810,877	3,039,664	3,219,888	3,228,906	3,398,997	3,597,044
Total	2,842,070	4,074,124	4,170,655	4,533,531	4,579,209	4,478,306	4,427,697	4,205,882	3,995,746	3,962,960
Peso de las Fuentes										
Creditos Rotatorios	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Obligaciones Financieras	48.3%	55.5%	53.5%	44.1%	38.6%	32.1%	27.3%	23.2%	14.9%	9.2%
Capital	51.7%	44.5%	46.5%	55.9%	61.4%	67.9%	72.7%	76.8%	85.1%	90.8%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Costo de las fuentes (en terminos reales)										
Creditos Rotatorios	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%
Obligaciones Financieras	4.2%	4.4%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.4%	4.4%	4.3%
Capital	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%
WACC Real	6.8%	6.6%	6.7%	7.2%	7.4%	7.7%	8.0%	8.1%	8.5%	8.8%

Los flujos de caja proyectados para estimar el VPN en cada escenario se muestran a continuación:

Tabla 18. Flujo de Caja Libre para el escenario sin Sogamoso:

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilidad Operacional	498,241	537,822	634,655	725,056	694,555	647,680	722,716	676,651	548,758	702,751	814,183
+ Depreciaciones	147,293	153,807	166,733	165,209	168,267	170,296	172,130	174,369	176,360	177,940	180,452
+ Amortizaciones	9,035	6,596	6,596	6,595	6,595	4,300	4,299	4,299	4,298	4,298	11
EBITDA	654,569	698,225	807,983	896,860	869,417	822,276	899,145	855,319	729,416	884,989	994,646
- Impuesto de renta operativo	142,816	169,368	201,746	239,268	229,203	213,735	238,496	223,295	181,090	231,908	268,680
Generación Interna	511,754	528,857	606,237	657,591	640,214	608,541	660,649	632,024	548,326	653,081	725,965
+ Variación Cuentas por Cobrar	-452	8,731	27,734	21,184	6,368	-9,191	21,483	-3,704	-29,535	44,343	36,422
+ Variación Inventarios	2,070	147	1,119	596	654	578	765	723	-353	1,693	1,889
- Variación Cuentas por Pagar	-14,052	-2,972	8,952	5,225	14,262	2,388	8,705	5,151	-8,472	19,172	19,979
- Variación Otros impuestos por pagar	400	444	1,411	1,078	324	-468	1,093	-188	-1,503	2,256	1,853
VARIACIÓN CAPITAL DE TRABAJO	15,269	11,405	18,490	15,476	-7,563	-10,534	12,450	-7,943	-19,913	24,608	16,479
DISPONIBLE PARA INVERSIONES	496,484	517,452	587,747	642,115	647,777	619,075	648,199	639,967	568,239	628,473	709,486
Variación Activos Fijos	124,196	121,322	48,099	51,501	52,523	51,048	54,497	53,902	49,160	56,280	62,129
Variación otras cuentas por cobrar	-69,285	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación otros activos	390	402	414	426	439	452	466	480	494	509	524
Variación otros pasivos	1,561	1,608	1,656	1,706	1,757	1,810	1,864	1,920	1,978	2,037	2,098
+ Pago de pensiones	8,529	8,665	8,739	8,809	8,811	8,804	8,719	8,550	8,288	7,927	7,458
FLUJO DE CAJA LIBRE	451,273	406,001	549,629	600,703	605,382	578,190	603,820	596,055	528,851	581,648	656,390

Los flujos están expresados en millones de pesos corrientes.

Tabla 19. Flujo de Caja Libre para el escenario con Sogamoso:

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilidad Operacional	498,241	533,297	625,252	745,179	990,345	999,198	1,101,713	1,047,709	864,769	1,074,154	1,149,970
+ Depreciaciones	147,293	153,807	166,733	165,209	299,906	304,099	306,890	310,128	313,087	315,486	319,090
+ Amortizaciones	9,035	6,596	6,596	6,595	6,595	4,300	4,299	4,299	4,298	4,298	11
EBITDA	654,569	693,699	798,581	916,983	1,296,846	1,307,596	1,412,902	1,362,135	1,182,154	1,393,938	1,469,070
- Impuesto de renta operativo	142,816	90,085	118,520	163,382	241,811	329,735	363,565	345,744	285,374	354,471	379,490
Generación Interna	511,754	603,614	680,061	753,601	1,055,036	977,861	1,049,337	1,016,391	896,781	1,039,467	1,089,580
+ Variación Cuentas por Cobrar	-452	8,731	27,734	31,004	146,401	-5,604	26,346	-2,713	-39,017	56,925	17,446
+ Variación Inventarios	2,070	147	1,119	1,213	9,504	1,406	678	1,186	69	1,866	157
- Variación Cuentas por Pagar	-14,052	-1,922	10,033	10,782	96,307	-7,666	8,163	8,064	-7,765	21,914	3,922
- Variación Otros impuestos por pagar	400	444	1,411	1,578	7,449	-285	1,341	-138	-1,985	2,896	888
VARIACIÓN CAPITAL DE TRABAJO	15,269	10,356	17,409	19,857	52,148	3,753	17,521	-9,454	-29,198	33,980	12,793
DISPONIBLE PARA INVERSIONES	496,484	593,259	662,652	733,744	1,002,888	974,108	1,031,816	1,025,845	925,979	1,005,486	1,076,787
Variación Activos Fijos	909,951	930,650	881,707	911,694	76,586	75,686	79,917	79,481	73,216	82,357	85,158
Variación otras cuentas por cobrar	-69,285	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación otros activos	390	402	414	426	439	452	466	480	494	509	524
Variación otros pasivos	1,561	1,608	1,656	1,706	1,757	1,810	1,864	1,920	1,978	2,037	2,098
+ Pago de pensiones	8,529	8,665	8,739	8,809	8,811	8,804	8,719	8,550	8,288	7,927	7,458
FLUJO DE CAJA LIBRE	-334,482	-327,520	-209,074	-167,861	936,430	908,583	962,017	956,354	862,535	932,585	1,000,661

Los flujos están expresados en millones de pesos corrientes.

RESULTADOS DE LA VALORACIÓN

Los resultados de la valoración de ISAGEN, a diciembre 31 de 2010, para ambos escenarios serían los siguientes:

Tabla 20. Resultado de la valoración por FCL descontados

	SIN SOGAMOSO	CON SOGAMOSO	DIFERENCIA
Valor Activo Operacional (\$MM)	6,027,642.4	6,453,156.5	425,514.0
+ Excedentes en caja	1,123,338.4	465,740.9	-657,597.4
+ Activos No Operacionales	399.0	399.0	0.0
+ Reserva para pasivo actuarial	34,008.1	34,008.1	0.0
Valor Total Activos (\$MM)	7,185,387.9	6,953,304.5	-232,083.4
- Pasivos Financieros	942,497.0	1,096,497.0	154,000.0
- Pasivo actuarial	68,016.2	68,016.2	0.0
Valor de Patrimonio (\$MM)	6,174,874.7	5,788,791.3	-386,083.4
Valor por acción (\$/ acción)	2,265.1	2,123.5	-141.6

Según este resultado, el desarrollo del proyecto CH Sogamoso le restaría valor a ISAGEN en cerca \$386 mil millones, que corresponde al 6.3% del valor que tendría la empresa si no desarrolla el proyecto.

Utilizando la proyección de los flujos de caja libre de ambos escenarios, incluyendo el valor residual, y calculando su diferencia, se puede estimar el flujo que genera el proyecto CH Sogamoso y se puede calcular la TIR del proyecto. A continuación se presenta este cálculo:

Tabla 21. Estimación de TIR del proyecto CH Sogamoso

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FCL SIN HIDROSOGAMOSO + VLR RESIDUAL (\$MM)	451,273	394,175	518,078	549,728	537,874	498,751	505,689	484,647	417,480	445,785	6,014,620
FCL CON HIDROSOGAMOSO + VLR RESIDUAL (\$MM)	-334,482	-317,981	-197,072	-153,616	832,006	783,752	805,674	777,603	680,893	714,749	8,461,144
FLUJO GENERADO POR CH SOGAMOSO (\$MM)	-785,755	-712,156	-715,150	-703,345	294,132	285,000	299,985	292,956	263,413	268,964	2,446,524
TIR REAL DEL PROYECTO HIDROSOGAMOSO	5.17%										

Los flujos están expresados en millones de pesos constantes de 2010. El flujo de 2020 corresponde al valor residual.

El resultado de este cálculo es una TIR en términos reales de 5.17% la cual es menor al costo de capital accionario y al WACC estimado para cada año de proyección. Este resultado es consistente con el efecto de pérdida de valor que genera el proyecto puesto que el rendimiento del mismo es menor que el costo de las fuentes.

Si se aprecian los flujos proyectados en ambos escenarios:

- Entre 2010 y 2013 los flujos proyectados CON desarrollo del proyecto CH Sogamoso son negativos porque incluyen el efecto de las inversiones requeridas para desarrollar el proyecto, en tanto que los flujos SIN el proyecto CH Sogamoso son positivos.
- Desde 2014, los flujos proyectados CON desarrollo del proyecto CH Sogamoso son positivos y mayores que los flujos generados en el escenario SIN el proyecto CH Sogamoso.

Sin embargo, al hacer la valoración por flujos de caja descontados, se obtiene un mayor valor en el escenario SIN el proyecto CH Sogamoso, razón por la cual se afirma que la ejecución del proyecto CH Sogamoso restará valor a ISAGEN.

Lo anterior se explica en que las inversiones a realizar generan un beneficio (aumento en el flujo de caja libre) inferior que el costo de oportunidad de los recursos, que en este caso corresponde al WACC utilizado para estimar el VPN.

A manera de complemento de este ejercicio de valoración, se ha realizado una estimación del valor de ISAGEN a partir de los múltiplos promedio que se pueden calcular con base en información de transacciones recientes de compraventa de algunas empresas del sector.

Tabla 22. Resultados de transacciones de compraventa de compañías del sector eléctrico colombiano

EMPRESA	AÑO	INFORMACIÓN SOBRE LA TRANSACCION			INFORMACION FINANCIERA			
		VLR TRANSACCIÓN (\$MM)	% VENTA	VLR PATRIMONIO (EV) (\$MM)	ACTIVOS (\$MM)	VENTAS (\$MM)	EBITDA (\$MM)	PATRIMONIO LIBROS (BV)
Empresa de Energía del Pacífico (EPSA)	2,009	1,500,000	47.30%	3,171,247	3,042,762	1,027,549	376,668	2,189,166
Empresa de Energía del Quindío (EDEQ)	2,008	40,345	17.60%	229,233	170,759	115,291	19,864	130,202
Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC)	2,008	260,000	27.50%	945,455	1,100,133	389,758	78,148	917,427
Empresa de Energía de Pereira (EEP)	2,008	202,000	49.00%	412,245	389,824	107,015		307,810
Electrificadora de Santander (ESSA)	2,009	373,000	82.49%	452,176	992,966	531,975	77,125	773,468
Centrales Electricas de Norte de Santander (CENS)	2,009	180,000	79.15%	227,416	1,026,501	302,942	49,909	859,228
Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC)	2,009	211,681	88.15%	240,137	462,729	252,709	21,663	345,891

Fuentes: Artículo de periódicos y revistas e Informes de gestión de cada empresa.

Los múltiplos correspondientes para cada empresa según la transacción realizada se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 23. Estimación de múltiplos en transacciones de compraventa de compañías del sector eléctrico colombiano

EMPRESA	MULTIPLoS			
	EV/ACTIVOS	EV/VENTAS	EV/EBITDA	EV/BV
Empresa de Energía del Pacífico (EPSA)	1.0	3.1	8.4	1.4
Empresa de Energía del Quindío (EDEQ)	1.3	2.0	11.5	1.8
Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC)	0.9	2.4	12.1	1.0
Empresa de Energía de Pereira (EEP)	1.1	3.9		1.3
Electrificadora de Santander (ESSA)	0.5	0.8	5.9	0.6
Centrales Electricas de Norte de Santander (CENS)	0.2	0.8	4.6	0.3
Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC)	0.5	1.0	11.1	0.7
PROMEDIOS	0.8	2.0	8.9	1.0

Empleando el valor promedio de cada múltiplo se obtendrían los siguientes resultados de valor para ISAGEN:

Tabla 24. Valoración de ISAGEN con múltiplos promedio de transacciones de compraventa de compañías del sector eléctrico colombiano

EMPRESA	MULTIPLoS			
	EV/ACTIVOS	EV/VENTAS	EV/EBITDA	EV/BV
VALOR ISAGEN CON PROMEDIO DE MULTIPLoS (\$MM)	4,165,200	2,796,840	5,843,370	3,571,051
VALOR ISAGEN CON PROMEDIO DE MULTIPLoS (\$/acción)	1,528	1,026	2,144	1,310

Cálculos realizados con los resultados de ISAGEN proyectados para el año 2010.

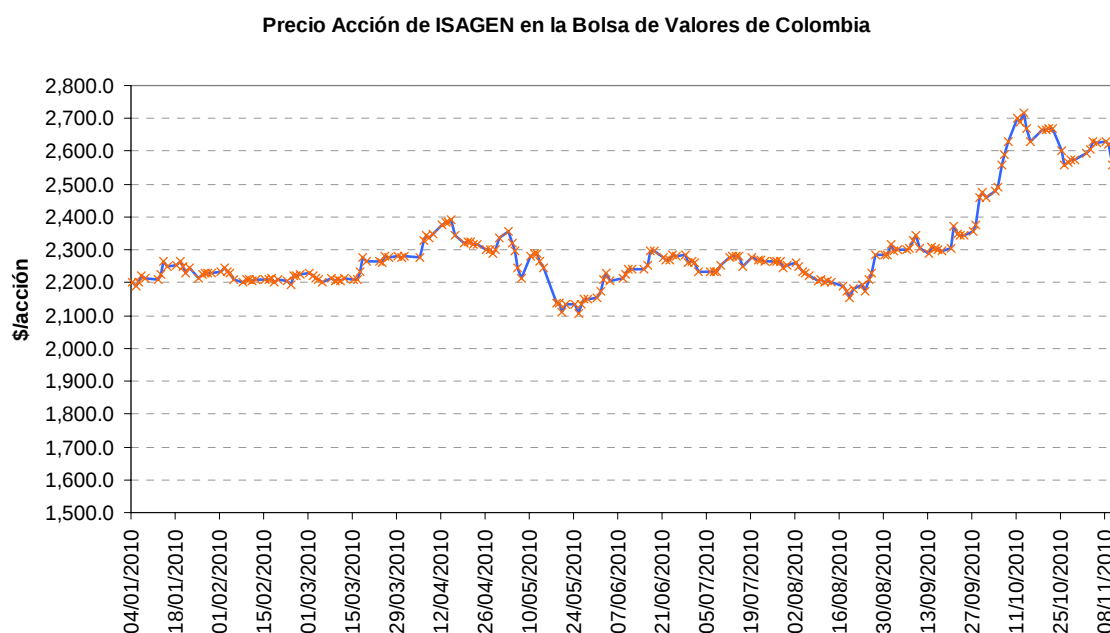
El resultado de la valoración con múltiplos arroja un rango de valor por acción entre \$1.026 y \$2.144. La valoración realizada mediante flujos de caja descontados arrojó un valor por acción de \$2.265,1 en el escenario SIN Sogamoso (valor ligeramente superior al rango de valor por múltiplos), y un valor

por acción de \$2.123,5 en el escenario CON Sogamoso (valor cercano al resultado obtenido con múltiplo de EBITDA).

La acción de ISAGEN se cotiza en la Bolsa de Valores de Colombia. Desde finales del mes de septiembre la acción presentó una tendencia al alza, alcanzando un precio máximo en el año de \$2.700 por acción el 11 de octubre. El precio promedio entre octubre 1 y noviembre 10 de 2010 fue \$2.608. Como se observa, el valor por el cual se negocia la acción de ISAGEN en el mercado bursátil luce superior frente al valor que resulta de aplicar metodologías de valoración que reflejan el valor de un negocio frente a su capacidad de generación de efectivo.

A continuación se presenta la evolución del precio de la acción de ISAGEN en la Bolsa de Valores de Colombia.

Figura 35. Evolución del precio de la acción de ISAGEN en la Bolsa de Valores de Colombia

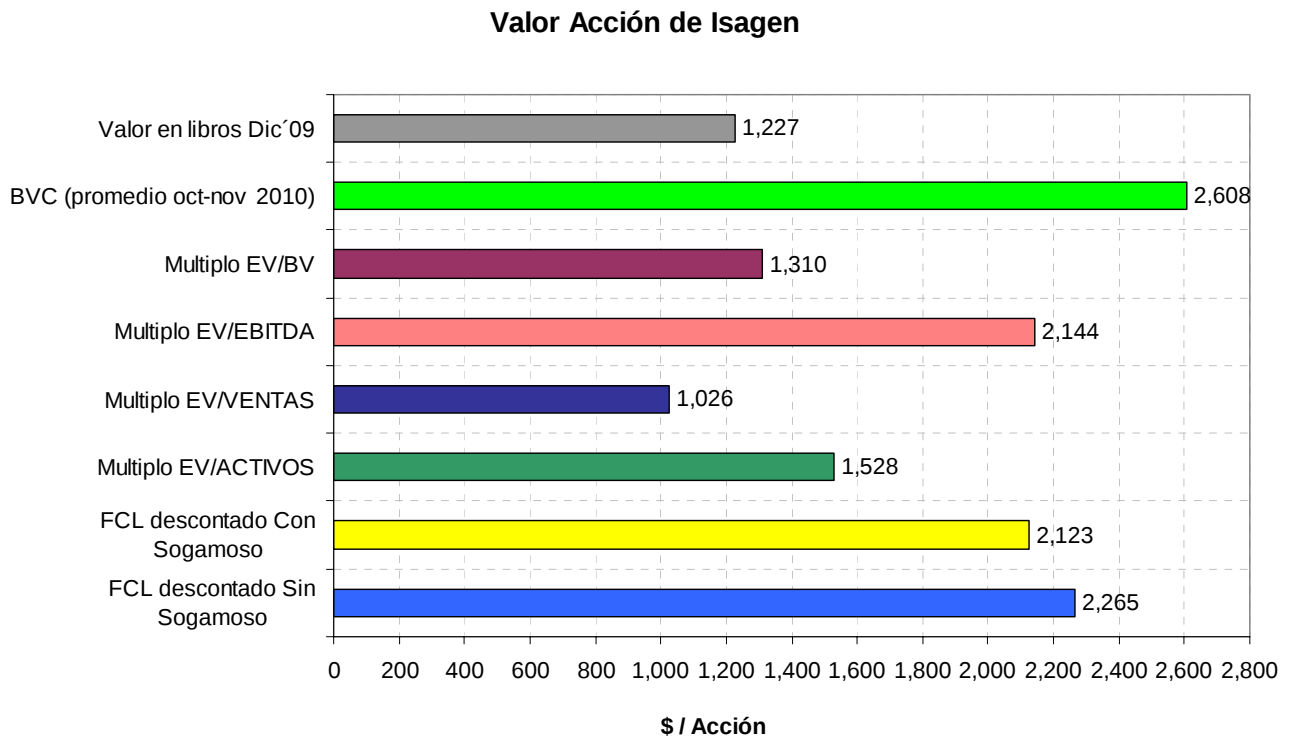


Fuente: Serie estadística tomada de la Bolsa de Valores de Colombia

De otra parte, el valor en libros del patrimonio de ISAGEN a Diciembre 31 de 2009 era \$3.398.982 millones, lo cual equivale a un valor por acción de \$1.227, cifra muy inferior al valor por el cual se cotiza la acción en la bolsa de valores y al obtenido mediante la aplicación de la metodología de flujos de caja descontados.

En la siguiente figura se presenta un resumen de los distintitos valores obtenidos por acción con los distintitos métodos.

Figura 36. Resumen de valores por acción de ISAGEN



De acuerdo con los resultados presentados en la gráfica anterior, puede concluirse que el precio de la acción de ISAGEN por el cual se cotiza en la Bolsa de Valores de Colombia estaría sobrevalorado si se compara con los resultados que se obtiene con otros métodos de valoración, como son el uso de múltiplos y la estimación de flujos de caja descontados.

Según lo anterior el rango de valor de la acción de ISAGEN podría ser entre \$1.026, valor que resulta de utilizar el múltiplo EV / VENTAS, y \$2.144, valor que resulta de utilizar el múltiplo EV / EBITDA. Se excluyen del rango anterior el precio promedio de la acción en la BVC, considerando su carácter especulativo, y el valor obtenido con FCL descontado del escenario Sin Sogamoso por cuanto es un escenario que no tendrá lugar toda vez que el proyecto CH Sogamoso ya se encuentra en ejecución.

8. CONCLUSIONES

En relación con el efecto que tendría el proyecto CH Sogamoso en los resultados futuros de ISAGEN se encontró que:

- Generaría un incremento de 47% en los ingresos operacionales de ISAGEN desde 2014, en tanto que en la utilidad operacional el incremento sería en promedio 52%.
- El EBITDA aumentaría en promedio 57.4%.
- El activo crecería en promedio 33.6%, en tanto que el pasivo aumentaría hasta en 75.7% en 2012 frente al escenario de no ejecutar CH Sogamoso.
- El pasivo financiero alcanzaría un máximo de \$2.26 billones en 2012.
- El flujo de caja libre sería negativo durante el periodo de construcción del proyecto (hasta 2013), y aumentaría en promedio un 59% desde 2014.
- Entre 2012 y 2015 habría una reducción en el pago de dividendos como consecuencia de la destinación de recursos hacia el proyecto CH Sogamoso. Esta situación podría resolverse si la empresa decide tomar deuda adicional para disponer de la caja necesaria que permita mantener el nivel de dividendos de 2011. A partir de 2018 los dividendos serían mayores que en el escenario SIN Sogamoso.
- El índice de endeudamiento (Pasivo / Activo) llegaría a un máximo de 41.6% en 2012.
- Los indicadores de cobertura de intereses y servicio de deuda se reducen a la mitad en el escenario con Sogamoso pero se mantienen en niveles aceptables.

En relación con el impacto en el valor de ISAGEN como negocio en marcha, bajo los supuestos de proyección descritos, y empleando la metodología de flujos de caja descontados, se encontró que el desarrollo del proyecto CH Sogamoso le restaría valor a ISAGEN en cerca \$386 mil millones, que corresponde al 6.3% del valor que tendría la empresa si no desarrolla el proyecto. De acuerdo con este resultado se puede afirmar que el proyecto Sogamoso genera una pérdida de valor a ISAGEN.

La estimación de TIR del proyecto Sogamoso arrojó un valor de 5.17% en términos reales, el cual es menor al costo de capital accionario y al WACC estimado para cada año de proyección. Este resultado es consistente con el efecto de pérdida de valor que genera el proyecto puesto que el rendimiento del mismo es menor que el costo de las fuentes.

Frente al objetivo inicial del estudio, el autor concluye que el desarrollo del proyecto CH Sogamoso tendrá un efecto en los resultados futuros de ISAGEN, por cuanto:

- Aumentará considerablemente los niveles de endeudamiento de ISAGEN

- Deteriorará los indicadores de cobertura de deuda, que serán críticos durante la etapa de construcción del proyecto, pero mejorarán una vez inicie la operación de la planta
- Aumentará sustancialmente los ingresos, las utilidades y el flujo de caja libre una vez inicie la operación de CH Sogamoso, pero por lo menos durante un periodo de 10 años una buena parte de los recursos nuevos estarían comprometidos con el pago de la deuda contratada para financiar la construcción del proyecto.
- Podría reducir durante algunos años el pago de dividendos frente al escenario de no ejecutar el proyecto.

Finalmente, a juicio del autor, el ejercicio de valoración realizado demostró que el impacto en valor del proyecto CH Sogamoso es negativo, por cuanto el valor de patrimonio o el valor por acción de ISAGEN serían mayores en el escenario sin Sogamoso.

Además se encontró que la acción de ISAGEN podría estar sobrevalorada en la bolsa de valores frente a resultados obtenidos con una metodología que considera la capacidad de generación de efectivo de la empresa (flujos de caja descontados) y otros métodos de valoración como por ejemplo el uso de múltiplos (Ver figura 36).

Según los resultados obtenidos empleando distintos métodos de valoración, el autor concluye que el rango de valor de la acción de ISAGEN podría ser entre \$1.026, valor que resulta de utilizar el múltiplo EV / VENTAS, y \$2.144, valor que resulta de utilizar el múltiplo EV / EBITDA. Se excluyen del rango anterior el precio promedio de la acción en la BVC cuyo promedio entre octubre 1 y noviembre 10 de 2010 fue \$2.608, considerando su carácter especulativo, y el valor obtenido con FCL descontado del escenario Sin Sogamoso (\$2.265 por acción) por cuanto es un escenario que no tendrá lugar toda vez que el proyecto CH Sogamoso ya se encuentra en ejecución.

En opinión del autor, este estudio permite establecer que el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos, como CH Sogamoso, se ejecutan más con el criterio de atender una necesidad básica como es el suministro de energía, que con un criterio estrictamente financiero. Debe recordarse que ISAGEN es una empresa cuya mayoría accionaria es del Gobierno de Colombia. En el pasado los grandes proyectos hidroeléctricos fueron construidos por entidades públicas con respaldo del Gobierno Nacional.

A continuación se enuncian algunas limitaciones y restricciones que puede tener este trabajo frente a los resultados obtenidos:

- Las proyecciones realizadas parten de supuestos formulados a partir de la información pública disponible, la situación actual de la empresa reflejada en los estados financieros históricos y la actualidad de la economía nacional. Sin

embargo, el desempeño final de ISAGEN y del proyecto Sogamoso está atado al desempeño futuro de la economía.

- Los resultados obtenidos están sujetos a cambios por estrategias, información u otros elementos de juicio que son del manejo interno de la empresa y que no están disponibles de manera pública.
- En el ejercicio realizado no se consideraron ni evaluaron los riesgos de carácter civil asociados a la construcción del proyecto CH Sogamoso, en especial los riesgos derivados de las características de los suelos y la topología de la Cordillera Central donde se ubica el proyecto.

BIBLIOGRAFIA

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOLGEN. [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.acolgen.org.co/>

-----, Isagén reitera que la hidroeléctrica Sogamoso obtuvo durante 20 años la asignación de obligaciones de energía firme. [artículo en Internet].

<http://www.acolgen.org.co/article.php?sid=681> [Consulta: 31 agosto de 2010]

-----, Vendidas por \$764 mil millones las electrificadoras de Santander, Norte de Santander y Cundinamarca. [artículo en Internet].

<http://www.acolgen.org.co/article.php?sid=1337> [Consulta: 31 agosto de 2010]

Banco de la República. [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.banrep.gov.co/>

Blank, Leland T; Tarquin, Anthony J. Ingeniería Económica. Cuarta edición. McGraw Hill. Bogotá, 2000. 722 p.

Bolsa de Valores de Colombia – BVC. [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.bvc.com.co/pps/tibco/portalbvc>

Bureau of Labor Statistics. [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.bls.gov/ppi/>

Colombia. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 071 de 2006, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Bogotá: La CREG; 2006.

Colombia. Congreso de Colombia. Ley 1111 de 2006, por la cual se modifica el estatuto tributario de los impuestos administrados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. Bogotá: El Congreso; 2006.

Colombia. Congreso de Colombia. Ley 1370 de 2009, por el cual se adiciona parcialmente el Estatuto Tributario. Bogotá: El Congreso; 2009.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. [Sitio en Internet] Disponible en: http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php

Copeland, Tom; Koller, Tim; Murrin, Jack. Valuation: Measuring and managing the Value of Companies. McKinsey & Company Inc. Third Edition. John Wiley & Sons. 490 p.

Damodaran, Aswath. Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance. Second Edition. John Wiley & Sons. 685 p.

------. Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset. Second Edition. John Wiley & Sons. 992 p.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. [Sitio en Internet] Disponible en: http://www.dane.gov.co/daneweb_V09/

Dinero.com. Electrificadoras de Santander a EPM. [artículo em Internet]. http://www.dinero.com/negocios/energia/electrificadoras-santander-epm_57373.aspx [Consulta: 31 agosto de 2010]

El Tiempo. EPM, con más acciones de EDEQ la compañía de Medellín ahora tiene el control del 83,97 por ciento de la propiedad de la eléctrica. [artículo en Internet]. <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-3059194> [Consulta: 31 agosto de 2010]

Fernández, Pablo. Valoración de Empresas: Cómo medir y gestionar la creación de valor.

García, Oscar León. Administración Financiera: Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición. Cali: Prensa Moderna Impresores, 1999. 574 p.

------. Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA. Cali: Prensa Moderna Impresores. 490 p.

ISAGEN S.A. ESP. Informe de Gestión 2009.121 p.

-----, Informe Anual 2008. 143 p.

-----, Informe Anual 2007. 139 p.

-----, Informe Anual 2006. 123 p.

-----, [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.isagen.com.co/>

-----, ISAGEN contratará crédito por 1,5 billones de pesos. [artículo en Internet]. <http://www.isagen.com.co/noticias/noticias.jsp?numIdNoticia=3873&numIdBoletin=522&numBoletin=20>. [Consulta: 31 agosto de 2010]

La Republica. Enertolima se quedó con la Empresa de Energía de Pereira. [artículo en Internet]. http://rse.larepublica.com.co/archivos/MACRO/2008-06-26/enertolima-se-quedo-con-la-empresa-de-energia-de-pereira_27732.php [Consulta: 31 agosto de 2010]

Piraján Forero, Laura. La Republica. Visto bueno a Isagen para tomar crédito. [artículo en Internet]. http://rse.larepublica.com.co/archivos/ECONOMIA/2010-06-10/visto-bueno-a-isagen-para-tomar-credito_102453.php [Consulta: 31 agosto de 2010]

Portafolio. Gobierno vendió electrificadoras de Santander, Norte de Santander y Cundinamarca. [artículo en Internet]. http://www.portafolio.com.co/economia/pais/2009-02-27/ARTICULO-WEB-NOTA_INTERIOR_PORTA-4843583.html [Consulta: 31 agosto de 2010]

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.upme.gov.co/>

Weston, J. Fred; Brigham, Eugene F. Fundamentos de Administración Financiera. Décima edición. McGraw Hill. México, 2000. 1148 p.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP. [Sitio en Internet] Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/default.aspx>

ANEXOS

ANEXO A. ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS ESCENARIO SIN SOGAMOSO

ISAGEN S.A. - ESP

Estado de Resultados

Cifras en Millones de Pesos Corrientes

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos Operacionales	1.410.552	1.408.133	1.454.864	1.603.311	1.716.698	1.750.783	1.701.586	1.816.572	1.796.749	1.638.662	1.876.011
- Costo de Ventas	805.946	829.092	824.442	874.168	895.548	958.180	971.457	1.009.680	1.034.270	1.002.703	1.083.994
UTILIDAD BRUTA	604.606	579.041	630.422	729.143	821.150	792.603	730.129	806.893	762.479	635.959	792.017
Margen Bruto	42,86%	41,12%	43,33%	45,48%	47,83%	45,27%	42,91%	44,42%	42,44%	38,81%	42,22%
- Gastos de Administración	85.568	80.801	92.600	94.489	96.094	98.048	82.449	84.177	85.828	87.201	89.266
UTILIDAD OPERACIONAL	519.038	498.241	537.822	634.655	725.056	694.555	647.680	722.716	676.651	548.758	702.751
Margen Operacional	36,80%	35,38%	36,97%	39,58%	42,24%	39,67%	38,06%	39,78%	37,66%	33,49%	37,46%
Otros Ingresos No Operacionales	129.906	55.175	67.541	81.509	95.935	106.623	113.435	118.691	123.045	125.482	127.697
Otros Egresos No Operacionales	124.335	87.520	84.904	82.120	79.336	76.553	73.769	66.438	59.108	56.324	46.233
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	524.609	465.895	520.460	634.044	741.654	724.626	687.347	774.969	740.588	617.915	784.215
Impuesto de Renta	138.858	132.142	163.639	201.545	244.746	239.127	226.824	255.740	244.394	203.912	258.791
UTILIDAD NETA	385.751	333.753	356.821	432.499	496.908	485.500	460.522	519.229	496.194	414.003	525.424
Margen Neto	27,35%	23,70%	24,53%	26,98%	28,95%	27,73%	27,06%	28,58%	27,62%	25,26%	28,01%
Utilidad Neta por Acción (\$acción)	141,5	122,4	130,9	158,7	182,3	178,1	168,9	190,5	182,0	151,9	192,7

ISAGEN S.A. - ESP
Balance General
Cifras en Millones de Pesos Corrientes

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Activos											
Efectivo	905.846	1.123.338	1.360.616	1.637.021	1.891.109	2.030.113	2.141.607	2.223.406	2.301.710	2.313.018	2.383.166
Inversiones patrimoniales	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399
Deudores	354.949	389.330	393.023	444.380	493.993	532.762	519.356	531.612	549.595	511.551	525.533
Inventarios	23.842	25.912	26.058	27.178	27.774	28.428	29.006	29.771	30.494	30.141	31.835
Activo Fijo Neto	2.519.584	2.496.487	2.464.002	2.345.369	2.231.661	2.115.918	1.996.670	1.879.037	1.758.570	1.631.370	1.509.710
Gastos Pagados por Anticipado	12.998	13.388	13.790	14.203	14.629	15.068	15.520	15.986	16.465	16.959	17.468
Diferidos	50.600	46.545	42.498	38.457	34.424	30.398	26.380	22.371	18.369	14.377	10.393
Otros Activos	46.229	44.646	40.852	36.689	32.401	27.956	25.640	23.185	20.622	17.989	15.329
Valorizaciones	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410
Total Activos	4.949.857	5.175.455	5.376.649	5.579.105	5.761.799	5.816.452	5.789.989	5.761.177	5.731.636	5.571.214	5.529.241
Pasivos											
Creditos Rotatorios	965.454	942.497	909.664	876.831	843.998	811.164	778.331	646.642	613.809	580.976	398.749
Operaciones de Financiamiento	189.110	184.365	181.393	190.345	195.570	209.832	212.220	218.652	221.529	213.057	228.576
Cuentas por Pagar	327.235	398.137	430.078	469.395	513.674	508.379	495.609	525.617	514.083	472.098	529.234
Impuestos, contribuciones y tasas	77.267	77.273	74.549	71.092	67.393	63.387	59.057	54.456	49.646	44.703	39.715
Obligaciones Laborales	44.928	46.276	47.664	49.094	50.567	52.084	53.646	55.256	56.913	58.621	60.379
Otros Pasivos											
Total Pasivos	1.603.994	1.648.547	1.643.347	1.656.757	1.671.202	1.644.846	1.598.864	1.500.623	1.455.981	1.369.455	1.256.652
	0										
Patrimonio											
Capital Social	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152
Superavit de Capital	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344
Reservas	570.065	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107
Utilidad del Periodo	385.751	333.753	356.821	432.499	496.908	485.500	460.522	519.229	496.194	414.003	525.424
Utilidades Periodos Anteriores	0	0	183.326	296.695	400.535	492.952	537.449	548.171	586.307	594.601	554.011
Superavit Valorizaciones	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410
Revalorización Patrimonial	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540
Efecto cambio en PGCP	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399
Total Patrimonio	3.345.863	3.526.907	3.733.301	3.922.348	4.090.598	4.171.606	4.191.125	4.260.554	4.275.654	4.201.758	4.272.589

ISAGEN S.A. - ESP

Flujo de caja libre para valoración
Cifras en Millones de Pesos Corrientes

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilidad Operacional	498.241	537.822	634.655	725.056	694.555	647.680	722.716	676.651	548.758	702.751	814.183
+ Depreciaciones	147.293	153.807	166.733	165.209	168.267	170.296	172.130	174.369	176.360	177.940	180.452
+ Amortizaciones	9.035	6.596	6.596	6.595	6.595	4.300	4.299	4.299	4.298	4.298	11
EBITDA	654.569	698.225	807.983	896.860	869.417	822.276	899.145	855.319	729.416	884.989	994.646
- Impuesto de renta operativo	142.816	169.368	201.746	239.268	229.203	213.735	238.496	223.295	181.090	231.908	268.680
Generación Interna	511.754	528.857	606.237	657.591	640.214	608.541	660.649	632.024	548.326	653.081	725.965
+ Variación Cuentas por Cobrar	-452	8.731	27.734	21.184	6.368	-9.191	21.483	-3.704	-29.535	44.343	36.422
+ Variación Inventarios	2.070	147	1.119	596	654	578	765	723	-353	1.693	1.889
- Variación Cuentas por Pagar	-14.052	-2.972	8.952	5.225	14.262	2.388	8.705	5.151	-8.472	19.172	19.979
- Variación Otros impuestos por pagar	400	444	1.411	1.078	324	-468	1.093	-188	-1.503	2.256	1.853
VARIACIÓN CAPITAL DE TRABAJO	15.269	11.405	18.490	15.476	-7.563	-10.534	12.450	-7.943	-19.913	24.608	16.479
DISPONIBLE PARA INVERSIONES	496.484	517.452	587.747	642.115	647.777	619.075	648.199	639.967	568.239	628.473	709.486
Variación Activos Fijos	124.196	121.322	48.099	51.501	52.523	51.048	54.497	53.902	49.160	56.280	62.129
Variación otras cuentas por cobrar	-69.285	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación otros activos	390	402	414	426	439	452	466	480	494	509	524
Variación otros pasivos	1.561	1.608	1.656	1.706	1.757	1.810	1.864	1.920	1.978	2.037	2.098
+ Pago de pensiones	8.529	8.665	8.739	8.809	8.811	8.804	8.719	8.550	8.288	7.927	7.458
FLUJO DE CAJA LIBRE	451.273	406.001	549.629	600.703	605.382	578.190	603.820	596.055	528.851	581.648	656.390
+/- complemento de impuesto de renta	23.161	-42.037	-14.252	-9.054	48.191	21.433	-20.636	54.402	55.073	-58.071	31.565
- Pago de pensiones	8.529	8.665	8.739	8.809	8.811	8.804	8.719	8.550	8.288	7.927	7.458
- Variación reserva financiera pasivo actu	3.178	-1.472	-1.841	-1.966	-2.123	-2.288	-2.428	-2.536	-2.607	-2.633	-2.608
+ variación pasivo actuarial	-208	-2.944	-3.683	-3.932	-4.246	-4.577	-4.856	-5.072	-5.213	-5.266	-5.216
+ Créditos Rotatorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización Créditos Rotatorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Incremento Obligaciones Financieras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización Obligaciones Financieras	22.957	32.833	32.833	32.833	32.833	32.833	131.689	32.833	32.833	182.227	32.833
+ Otros Ingresos	55.175	67.541	81.509	95.935	106.623	113.435	118.691	123.045	125.482	127.697	134.781
- Otros egresos	78.214	84.904	82.120	79.336	76.553	73.769	68.712	61.381	56.324	49.887	39.796
+ Capitalizaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pago Dividendos	152.709	150.428	243.452	328.659	404.491	441.003	449.801	481.093	487.899	454.593	486.518
FLUJO DE CAJA NETO	217.492	237.278	276.404	254.088	139.004	111.495	81.798	78.305	11.308	70.148	190.393
Saldo Inicial de Caja	905.846	1.123.338	1.360.616	1.637.021	1.891.109	2.030.113	2.141.607	2.223.406	2.301.710	2.313.018	2.383.166
Saldo Final de Caja	63	65	72	77	78	76	81	80	73	84	92
Excedentes de Tesorería	1.123.275	1.360.551	1.636.949	1.891.032	2.030.034	2.141.531	2.223.325	2.301.630	2.312.945	2.383.082	2.573.466

ANEXO B. ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS ESCENARIO CON SOGAMOSO

ISAGEN S.A. - ESP

Estado de Resultados

Cifras en Millones de Pesos Corrientes

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos Operacionales	1.410.552	1.408.133	1.454.864	1.603.311	1.769.259	2.552.874	2.522.878	2.663.896	2.649.373	2.440.532	2.745.227
- Costo de Ventas	805.946	829.092	829.102	883.628	927.940	1.455.109	1.431.691	1.468.419	1.506.152	1.478.851	1.571.981
UTILIDAD BRUTA	604.606	579.041	625.762	719.683	841.319	1.097.765	1.091.187	1.195.477	1.143.220	961.681	1.173.246
Margen Bruto	42,86%	41,12%	43,01%	44,89%	47,55%	43,00%	43,25%	44,88%	43,15%	39,40%	42,74%
- Gastos de Administración	85.568	80.801	92.465	94.431	96.140	107.420	91.989	93.764	95.511	96.912	99.091
UTILIDAD OPERACIONAL	519.038	498.241	533.297	625.252	745.179	990.345	999.198	1.101.713	1.047.709	864.769	1.074.154
Margen Operacional	36,80%	35,38%	36,66%	39,00%	42,12%	38,79%	39,61%	41,36%	39,55%	35,43%	39,13%
Otros Ingresos No Operacionales	129.906	37.293	16.413	22.888	20.800	19.636	44.529	55.228	61.389	65.534	68.545
Otros Egresos No Operacionales	124.335	95.481	116.746	177.648	222.628	209.609	186.355	158.554	130.754	107.500	76.939
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	524.609	440.053	432.963	470.492	543.351	800.373	857.371	998.386	978.345	822.803	1.065.761
Impuesto de Renta	138.858	123.614	56.975	67.449	96.779	179.120	282.933	329.468	322.854	271.525	351.701
UTILIDAD NETA	385.751	316.439	375.988	403.043	446.572	621.253	574.439	668.919	655.491	551.278	714.060
Margen Neto	27,35%	22,47%	25,84%	25,14%	25,24%	24,34%	22,77%	25,11%	24,74%	22,59%	26,01%
Utilidad Neta por Acción (\$acción)	141,5	116,1	137,9	147,8	163,8	227,9	210,7	245,4	240,5	202,2	261,9

ISAGEN S.A. - ESP
Balance General
Cifras en Millones de Pesos Corrientes

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Activos											
Efectivo	905.846	465.741	137.972	703.859	61.191	661.125	976.633	1.054.592	1.203.228	1.207.011	1.313.948
Inversiones patrimoniales	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399
Deudores	354.949	389.330	386.627	364.382	403.241	571.639	627.791	731.997	764.185	720.207	738.636
Inventarios	23.842	25.912	26.058	27.178	28.391	37.895	39.300	39.979	41.165	41.233	43.099
Activo Fijo Neto	2.519.584	3.282.242	4.059.085	4.774.059	5.520.544	5.297.224	5.068.812	4.841.839	4.611.192	4.371.321	4.138.192
Gastos Pagados por Anticipado	12.998	13.388	13.790	14.203	14.629	15.068	15.520	15.986	16.465	16.959	17.468
Diferidos	50.600	46.545	42.498	38.457	34.424	30.398	26.380	22.371	18.369	14.377	10.393
Otros Activos	46.229	44.646	40.852	36.689	32.401	27.956	25.640	23.185	20.622	17.989	15.329
Valorizaciones	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410
Total Activos	4.949.857	5.303.613	5.742.691	6.994.636	7.130.630	7.677.114	7.815.886	7.765.758	7.711.035	7.424.906	7.312.873
Pasivos											
Creditos Rotatorios	965.454	1.096.497	1.371.664	2.262.831	2.229.998	1.999.164	1.768.331	1.438.642	1.207.809	976.976	596.749
Operaciones de Financiamiento	189.110	184.365	182.443	192.476	203.258	299.565	291.899	297.789	303.580	295.815	314.076
Cuentas por Pagar	327.235	389.609	323.414	335.300	366.207	455.997	559.525	607.400	600.648	547.334	630.407
Impuestos, contribuciones y tasas	77.267	77.273	74.549	71.092	67.393	63.387	59.057	54.456	49.646	44.703	39.715
Obligaciones Laborales	44.928	46.276	47.664	49.094	50.567	52.084	53.646	55.256	56.913	58.621	60.379
Otros Pasivos											
Total Pasivos	1.603.994	1.794.019	1.999.733	2.910.792	2.917.421	2.870.197	2.732.458	2.453.543	2.218.597	1.923.449	1.641.325
	0										
Patrimonio											
Capital Social	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152	68.152
Superavit de Capital	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344	49.344
Reservas	570.065	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107	803.107
Utilidad del Periodo	385.751	316.439	375.988	403.043	446.572	621.253	574.439	668.919	655.491	551.278	714.060
Utilidades Periodos Anteriores	0	0	173.815	487.647	573.483	992.511	1.315.835	1.450.142	1.643.794	1.757.025	1.764.334
Superavit Valorizaciones	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410	1.035.410
Revalorización Patrimonial	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540	1.256.540
Efecto cambio en PGCP	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399	-19.399
Total Patrimonio	3.345.863	3.509.593	3.742.958	4.083.844	4.213.209	4.806.917	5.083.428	5.312.215	5.492.439	5.501.457	5.671.548

ISAGEN S.A. - ESP

Flujo de caja libre para valoración
Cifras en Millones de Pesos Corrientes

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilidad Operacional	498.241	533.297	625.252	745.179	990.345	999.198	1.101.713	1.047.709	864.769	1.074.154	1.149.970
+ Depreciaciones	147.293	153.807	166.733	165.209	299.906	304.099	306.890	310.128	313.087	315.486	319.090
+ Amortizaciones	9.035	6.596	6.596	6.595	6.595	4.300	4.299	4.299	4.298	4.298	11
EBITDA	654.569	693.699	798.581	916.983	1.296.846	1.307.596	1.412.902	1.362.135	1.182.154	1.393.938	1.469.070
- Impuesto de renta operativo	142.816	90.085	118.520	163.382	241.811	329.735	363.565	345.744	285.374	354.471	379.490
Generación Interna	511.754	603.614	680.061	753.601	1.055.036	977.861	1.049.337	1.016.391	896.781	1.039.467	1.089.580
+ Variación Cuentas por Cobrar	-452	8.731	27.734	31.004	146.401	-5.604	26.346	-2.713	-39.017	56.925	17.446
+ Variación Inventarios	2.070	147	1.119	1.213	9.504	1.406	678	1.186	69	1.866	157
- Variación Cuentas por Pagar	-14.052	-1.922	10.033	10.782	96.307	-7.666	8.163	8.064	-7.765	21.914	3.922
- Variación Otros impuestos por pagar	400	444	1.411	1.578	7.449	-285	1.341	-138	-1.985	2.896	888
VARIACIÓN CAPITAL DE TRABAJO	15.269	10.356	17.409	19.857	52.148	3.753	17.521	-9.454	-29.198	33.980	12.793
DISPONIBLE PARA INVERSIONES	496.484	593.259	662.652	733.744	1.002.888	974.108	1.031.816	1.025.845	925.979	1.005.486	1.076.787
Variación Activos Fijos	909.951	930.650	881.707	911.694	76.586	75.686	79.917	79.481	73.216	82.357	85.158
Variación otras cuentas por cobrar	-69.285	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación otros activos	390	402	414	426	439	452	466	480	494	509	524
Variación otros pasivos	1.561	1.608	1.656	1.706	1.757	1.810	1.864	1.920	1.978	2.037	2.098
+ Pago de pensiones	8.529	8.665	8.739	8.809	8.811	8.804	8.719	8.550	8.288	7.927	7.458
FLUJO DE CAJA LIBRE	-334.482	-327.520	-209.074	-167.861	936.430	908.583	962.017	956.354	862.535	932.585	1.000.661
+/- complemento de impuesto de renta	23.161	22.322	-111.291	-87.837	-122.788	-88.604	-2.511	18.895	32.798	-121.156	32.638
- Pago de pensiones	8.529	8.665	8.739	8.809	8.811	8.804	8.719	8.550	8.288	7.927	7.458
- Variación reserva financiera pasivo actu	3.178	-1.472	-1.841	-1.966	-2.123	-2.288	-2.428	-2.536	-2.607	-2.633	-2.608
+ variación pasivo actuarial	-208	-2.944	-3.683	-3.932	-4.246	-4.577	-4.856	-5.072	-5.213	-5.266	-5.216
+ Créditos Rotatorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización Créditos Rotatorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Incremento Obligaciones Financieras	131.043	275.167	891.167	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización Obligaciones Financieras	0	0	0	32.833	230.833	230.833	329.689	230.833	230.833	380.227	230.833
+ Otros Ingresos	37.293	16.413	22.888	20.800	19.636	44.529	55.228	61.389	65.534	68.545	75.824
- Otros egresos	86.174	116.746	177.648	222.628	209.609	186.355	160.828	133.027	107.500	80.592	50.031
+ Capitalizaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pago Dividendos	152.709	142.624	62.157	317.208	27.544	297.928	440.132	475.267	542.259	543.969	592.161
FLUJO DE CAJA NETO	-440.105	-327.769	565.887	-642.668	599.935	315.508	77.959	148.635	3.784	106.937	160.755
Saldo Inicial de Caja	905.846	465.741	137.972	703.859	61.191	661.125	976.633	1.054.592	1.203.228	1.207.011	1.313.948
Saldo Final de Caja	63	65	72	79	114	113	119	118	109	123	127
Excedentes de Tesorería	465.678	137.907	703.788	61.112	661.011	976.520	1.054.473	1.203.109	1.206.902	1.313.825	1.474.576

ANEXO C. MODELO FINANCIERO

Se anexa a este documento CD con el modelo financiero elaborado en Microsoft Excel.