

# HIDROSOGAMOSO

LA ENERGÍA QUE COLOMBIA NECESITA



**HIDROSOGAMOSO S.A.**



**ELECTRIFICADORA DE  
SANTANDER S.A. E.S.P.**



REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA





### **PROJECT HIDROSOGAMOSO**

The electric sector has the necessary possibilities at the present time for the managers of the sector, to invest in new projects of electric power generation for Colombia: The existence of a stable market and in growth, the prices, the sustainability and the existent regulation, are unequivocal and clear signs that guarantee profitable investments.

The increase of the energy demand in the country and the new possibilities of exporting to other markets of the region are transcendental arguments that potentialize private investment in the Colombian electric sector.

The Hidrosogamoso project is framed inside the previous scenario, it is a business opportunity that the electric sector offers and whose financial viability and technique is attractive for the investors.

#### **LUIS ERNESTO MEJIA CASTRO**

Minister of Mines and Energy

### **PROYECTO HIDROSOGAMOSO**

El sector eléctrico cuenta en la actualidad con las posibilidades necesarias para que los empresarios del sector inviertan en nuevos proyectos de generación de energía eléctrica para Colombia: La existencia de un mercado estable y en crecimiento, los precios, la sostenibilidad y la regulación existente, son señales inequívocas y claras que garantizan inversiones rentables.

El aumento de la demanda de energía en el país y las nuevas posibilidades de exportar a otros mercados de la región son argumentos transcendentales que potencian la inversión privada en el sector eléctrico colombiano.

El proyecto Hidrosogamoso se enmarca dentro del anterior escenario, es una oportunidad de negocio que el sector eléctrico ofrece y cuya viabilidad financiera y técnica resulta atractiva para los inversionistas.

#### **LUIS ERNESTO MEJIA CASTRO**

Ministro de Minas y Energía





AERIAL VIEW WATERS DOWN / VISTA AÉREA AGUAS ABAJO

## ANTECEDENTS

### 1961

Studies of pre-feasibility executed by ELECTROCONSULT for the Institute of Electric Development.

### 1970

Studies of executed pre-feasibility SAMEL AND GIBBS AND HILL for ICEL.

### 1973

ISA hired an initial study of feasibility with HIDROESTUDIOS AND HARZA ENGINEERING COMPANY.

### 1988-90

Study of additional feasibility carried out by Sedic Ltda.

### 1993-96

ESSA-ISAGEN, hired the detail designs for the construction of the project with INGETEC that established the implementation of a gravel dam and castled with a concrete face of (CFRD), assumed respectively by the Electrificadora of Santander and ISAGEN in 65% and 35% and given in 1997.

### 1997

An anonymous society was constituted as the "PROMOTORA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO SOGAMOSO S.A. HIDROSOGAMOSO S.A.".

### 2001

HIDROSOGAMOSO CORP. hired with Integral the studies of technical pre-feasibility that outlined the construction of a concrete dam compacted with roller (CCR).

### 2004

An inter-institutional agreement was subscribed, No. 46/1578, between ISAGEN CORP. E.S.P., the ESSA CORP. E.S.P. and HIDROSOGAMOSO CORP., in order to determine in a definitive way the most appropriate and convenient type of dam for the project and to carry out the upgrading of the required additional studies.

### 2005

It was determined that ISAGEN CORP. should carry out the necessary processes for the adjustment of the project and its technical-financial definition. ISAGEN CORP. hired a board of experts that concluded that the dam should be castled in gravels with a concrete face(CFRD) it is the most appropriate type for Hidrosogamoso.

### 2006

The best height of the dam and the installed capacity of the project that it maximizes the economic efficiency was established and therefore of the best benefit for the investment.

## ANTECEDENTES

### 1961

Estudios de pre-factibilidad ejecutados por ELECTROCONSULT para el Instituto de Fomento Eléctrico.

### 1970

Estudios de pre-factibilidad ejecutados SAMEL Y GIBBS AND HILL para el ICEL.

### 1973

ISA contrató un estudio inicial de factibilidad con HIDROESTUDIOS Y HARZA ENGINEERING COMPANY.

### 1988-90

Estudio de factibilidad adicional realizado por Sedic Ltda.

### 1993-96

ESSA-ISAGEN, contrató los diseños de detalle para la construcción del proyecto con INGETEC, que establecieron la implementación de una presa en grava y enrocado con cara de concreto (CFRD), asumidos por la Electrificadora de Santander e ISAGEN en un 65% y 35% respectivamente y entregados en 1997.

### 1997

Se constituyó como sociedad anónima la "PROMOTORA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO SOGAMOSO S.A. HIDROSOGAMOSO S.A.".

### 2001

HIDROSOGAMOSO S.A. contrató con Integral los estudios de prefactibilidad técnica que plantearon la construcción de una presa de concreto compactado con rodillo (CCR).

### 2004

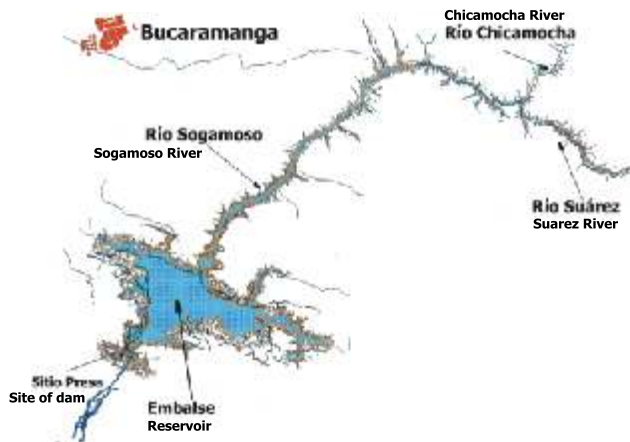
Se suscribió el convenio interinstitucional No. 46/1578, entre ISAGEN S.A. E.S.P., la ESSA S.A. E.S.P. e HIDROSOGAMOSO S.A., con el objeto de determinar de manera definitiva el tipo de presa más adecuado y conveniente para el proyecto y realizar la actualización de los estudios adicionales requeridos.

### 2005

Se definió que ISAGEN S.A. adelantara los procesos necesarios para el ajuste del proyecto y su definición técnico-financiera. ISAGEN S.A. contrató un board de expertos que concluyó que la presa de enrocado en gravas con cara de concreto (CFRD) es el tipo más apropiado para Hidrosogamoso.

### 2006

Se estableció la altura óptima de la presa y la capacidad instalada del proyecto que maximiza la eficiencia económica y por lo tanto del mejor aprovechamiento de la inversión.



## LOCALIZATION

The place for the Hydroelectric Project Sogamoso is located to the northeast of the country, in the department of Santander, in the canyon where the river Sogamoso and the Serranía de la Paz, cross 75 Km upriver of where it flows into the Magdalena river and 62 Km. downriver from the fork of the rivers Suárez and Chicamocha.

To the area of the project you arrive easily, by one in the following ways:

- From the cities of Bucaramanga or Barrancabermeja using the road that joins them. 50 Km. for the first one and 56 Km. of second one.

- Or by water, from the Magdalena river continuing onto the Sogamoso river up to the dam.

## LOCALIZACIÓN

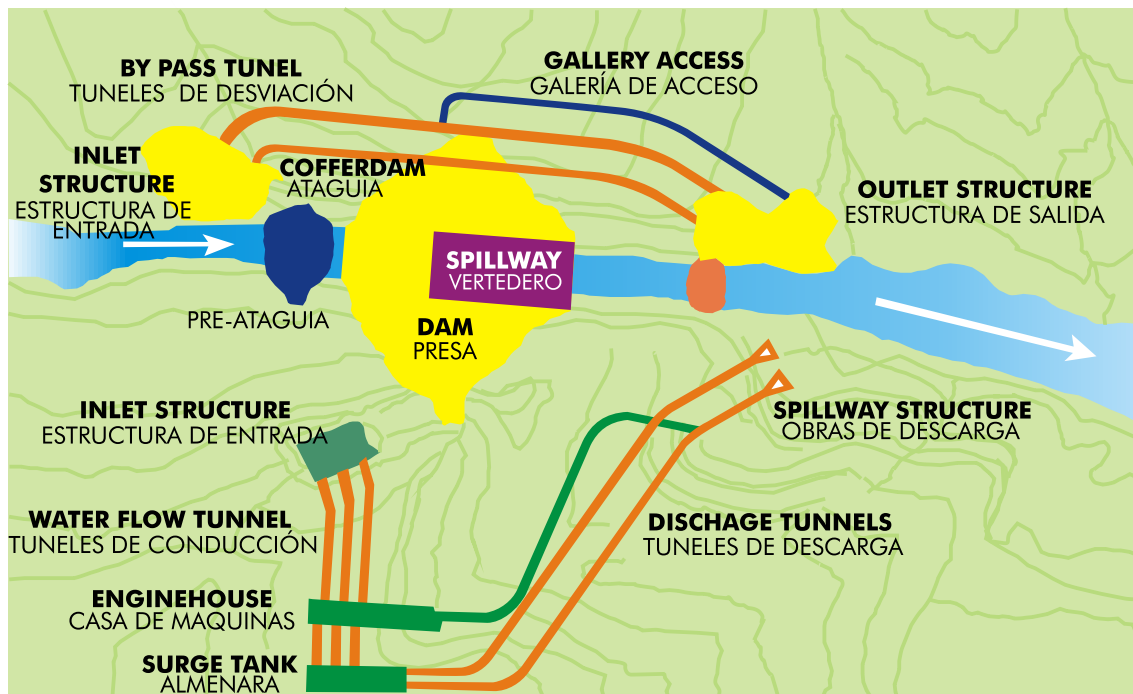
El sitio para el Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso está localizado al noreste del país, en el departamento de Santander, en el cañón donde el río Sogamoso cruza la Serranía de la Paz, 75 Km., aguas arriba de su desembocadura en el río Magdalena y 62 Km. aguas abajo de la confluencia de los ríos Suárez y Chicamocha.

A la zona del proyecto se llega fácilmente, por una de las siguientes formas:

- Desde las ciudades de Bucaramanga o Barrancabermeja por la carretera que las une. A 50 Km. de la primera y 56 Km. de la segunda.

- Por vía fluvial, desde el río Magdalena continuando por el río Sogamoso hasta el sitio de presa.





## PROJECT GENERALS CHARACTERISTICS

### PHISICAL PARAMETERS

Location (State) - River	Santander - Sogamoso
River average volume (m <sup>3</sup> /sitio de presa)	476,9 m <sup>3</sup> /s
Design average volume (m <sup>3</sup> /sitio de presa)	660 m <sup>3</sup> /s
Basin pick up are even to dam site	21.787 Km <sup>2</sup>
Seful volume	2.975 Mm <sup>3</sup>
Dam maximun volume	4.800 Mm <sup>3</sup>

### AFFECTED AND NECESSARY INFRAESTRUCTURE

Population to relocate	900 Inhabitants
Flopeded area to normal maximun level	6.960 ha
Poads relocate	40 Km
Acces roads	7 Km
Transmission power lines to be relocate	20 Km
Pipeline to relocate	11 Km
Transmission power lines to construction	1 Km 115 KV

### POWER PARAMETERS

Installed capacity	800 MW
Annual average energy	4.661 GWh/year

### ECONOMIC PARAMETERS

Total cost	1.007,89 Millon US\$ (Dic. 2005)
Instalation indez cost	1.259,86 US\$/KW
Production cost	35,2 US\$/MWh

### EXECUTION PARAMETERS

Preconstruction	2 years
Construction	6,5 years





## CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

### PARÁMETROS FÍSICOS

Localización (Departamento) - Río	Santander - Sogamoso
Caudal medio del río (m <sup>3</sup> /sitio de presa)	476,9 m <sup>3</sup> /s
Caudal medio de diseño (m <sup>3</sup> /sitio de presa)	660 m <sup>3</sup> /s
Área de captación de la cuenca hasta el sitio de la presa	21.787 Km <sup>2</sup>
Volumen útil	2.975 Mm <sup>3</sup>
Volumen máximo del embalse	4.800 Mm <sup>3</sup>

### INFRAESTRUCTURA AFECTADA Y NECESARIA

Población a reasentar	900 Habitantes
Area inundada al nivel máximo normal (NMN)	6.960 ha
Carreteras a relocalizar	40 Km
Carreteras de acceso	7 Km
Líneas de transmisión o relocalizar	20 Km
Poliducto por relocalizar	11 Km
Líneas de transmisión para construcción	1 Km 115 KV

### PARÁMETROS ENERGÉTICOS

Capacidad instalada	800 MW
Energía media anual	4.661 GWh/año

### PARÁMETROS ECONÓMICOS

Costo total	1.007,89 Millones US\$ (Dic. 2005)
Costo índice de instalación	1.259,86 US\$/KW
Costo de producción	35,2 US\$/MWh

### PARÁMETROS DE EJECUCIÓN

Preconstrucción	2 Años
Construcción	6,5 Años





#### **ENVIRONMENTAL ASPECTS**

In May 2000 the Ministry of the Environment granted the Environmental License to the Project by means of the Resolution 0476 to carry out the execution and operation of the same one.

Since the area of influence of the Project is inside the area declared as National Park of the Yariguies, it is necessary to carry out an upgrading of the handling plan and its environmental license. This topic will be considered and evaluated in the execution of the Second Stage for the development of the agreement with ISAGEN CORP.



#### **ASPECTOS AMBIENTALES**

En mayo del año 2000 el Ministerio del Medio Ambiente le otorgó la Licencia Ambiental al Proyecto mediante la Resolución 0476 para llevar a cabo la ejecución y operación del mismo.

Dado que el área de influencia del Proyecto se encuentra dentro de la zona declarada como Parque Nacional de los Yariguies, es necesario realizar una actualización del plan de manejo y su licencia ambiental. Este tema será considerado y evaluado en la ejecución de la Etapa N° 2 para el desarrollo del convenio con ISAGEN S.A.





AERIAL VIEW WATERS UP/ VISTA AÉREA AGUAS ARRIBA

#### **STRENGTHS AND OPPORTUNITIES**

- Technical, environmentally and financially competitive.
- Capacity to provide services of secondary frequency regulation or AGC.
- Highly competitive and beneficial unitary cost of production for the country.
- Studies advanced and minimum uncertainty.
- Current environmental licenses.
- It would allow to export part of its production toward the western region of Venezuela.
- Quick implementation due to the advanced studies and its licenses. (few available projects for expansion).
- Possible application of resources of the Mechanism of Clean Development (MCD) for sale of the certificates of reduction of emissions.
- The project is included within the Electric Plan of Expansion formulated by the Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) for the period 1997-2010.
- It doesn't present critical environmental impacts: it doesn't demand big population replacing, there are no ethnic Indian minorities.
- Privileged location: As being between Bucaramanga and Barrancabermeja, the project will easily find the qualified personnel, experienced manpower and great part of the goods and services that it will demand for its construction.
- It offers big economic and social benefits for the area of influence of the project.

#### **FORTALEZAS Y OPORTUNIDADES**

- Técnica, ambiental y financieramente competitivo.
- Capacidad de proveer servicios de regulación secundaria de frecuencia o AGC.
- Costo unitario de producción altamente competitivo y beneficioso para el país.
- Estudios avanzados y mínima incertidumbre.
- Licencia ambiental vigente.
- Permitiría exportar parte de su producción hacia la región occidental de Venezuela.
- Rápida implementación debido a avance de estudios y licencia. (pocos proyectos disponibles para la expansión).
- Posible aplicación de recursos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por venta de los certificados de reducción de emisiones.
- Posibilidad de desagregar parte de los costos de infraestructura actualmente asignados al proyecto.
- El proyecto está incluido dentro del Plan de Expansión Eléctrico formulado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para el periodo 1997-2010.
- No presenta impactos ambientales críticos: no exige grandes reasentamientos de población, no hay minorías étnicas de indígenas.
- Ubicación privilegiada: Al estar entre Bucaramanga y Barrancabermeja, el proyecto encontrará fácilmente el personal calificado, mano de obra experimentada y gran parte de los bienes y servicios que demandará su construcción.
- Ofrece grandes beneficios económicos y sociales para la zona de influencia del proyecto.







VIEW WATERS DOWN / VISTA AGUAS ABAJO

#### **NATIONAL AND REGIONAL IMPORTANCE**

It will strengthen the Electric Interconnection with Venezuela, the Integration of the Andean Electric Market, and the Electric Interconnection with Central America.

It will allow a better balance in the location of the main poles of generation of the country, strengthening the Interconnected National System (Optimizes the operation and improvement of the service quality).

It will guarantee the expansion of the electric power service from the country at a lower cost for the final consumer.

It will eliminate the deficit of power and of energy in the Eastern Colombian area. (It diminishes the losses, the problems of tension and frequency, it reduces the restrictions and the investments in new transmission lines).

It will guarantee the energy supply on the short and medium term, to handle the increase of energy demand in the country and its interconnection with neighboring countries.

It will improve the road infrastructure for the municipalities that make part of the reservoir, with the substitution of 36 Km. of main highways in terrible condition and with the improvement of 16 Km. of secondary roads.

It will provide new resources for investment in the recovery of the basin and in the basic recuperation of the municipalities located in the area.

The regional economic impact in terms of investment in required materials, qualified and non-qualified labor is considered in approx. US\$330 millions. At national level that impact is considered in some US\$537 millions.

It would allow to generate nearly 3600 direct employments during the construction, and approximately 13000 indirect jobs during the same period. During their operation it would provide about 150 direct working positions and nearly 600 indirect.

It will be a fundamental engine for new urban, tourist and institutional developments.

#### **IMPORTANCIA NACIONAL Y REGIONAL**

Fortalecerá la Interconexión Eléctrica con Venezuela, la Integración del Mercado Eléctrico Andino, y la Interconexión Eléctrica con Centroamérica.

Permitirá mayor equilibrio en la ubicación de los principales polos de generación del país, fortaleciendo el Sistema Interconectado Nacional (Optimiza la operación y mejora la calidad del servicio).

Garantizará la expansión del servicio de energía eléctrica del país a menor costo para el consumidor final.

Eliminará el déficit de potencia y de energía del Oriente Colombiano. (Disminuye las pérdidas, los problemas de tensión y de frecuencia, reduce las restricciones y las inversiones en nuevas líneas de transmisión).

Garantizará el suministro de energía en el mediano y largo plazo, ante el aumento de la demanda de energía en el país y su interconexión con países vecinos.

Mejorará la infraestructura vial de los municipios que hacen parte del embalse, con la sustitución de 36 Km. de carreteras principales en pésimo estado y con el mejoramiento de 16 Km. de vías secundarias.

Proporcionará nuevos recursos para inversión en la recuperación de la cuenca y en el saneamiento básico de los municipios localizados en la misma.

El impacto económico regional en términos de inversión en insumos y mano de obra calificada y no calificada se estima en aprox. US\$330 millones. A nivel nacional ese impacto se estima en unos US\$537 millones.

Permitirá generar cerca de 3600 empleos directos durante la construcción, y aproximadamente de 13000 indirectos durante el mismo período. Durante su operación proporcionaría unos 150 puestos de trabajo directos y cerca de 600 indirectos.

Será motor fundamental de nuevos desarrollos urbanos, turísticos e institucionales.



Este proyecto es muy importante para nuestro país y para el oriente colombiano, porque en la situación actual del sector eléctrico, se va a generar la energía que Colombia necesita.

**HUGO HELIODORO AGUILAR NARANJO**  
Gobernador de Santander

"Hidrosogamoso es un proyecto estratégico para la sostenibilidad del sector eléctrico nacional, teniendo en cuenta la perspectiva de la ampliación de la demanda de energía eléctrica nacional, lo cual nos permite tener la seguridad de que al contar con Hidrosogamoso en funcionamiento desde éste sector del país, se puede cumplir con este reto nacional, ya que se cuenta con un proyecto evaluado, ajustado, validado y que se ubica en primer orden de elegibilidad"

**JOSÉ VICENTE VILLAMIZAR DURAN**  
Gerente General Electrificadora de Santander

Hidrosogamoso es fundamental para el futuro energético de Colombia; su construcción debe iniciarse de inmediato pues tiene viabilidad técnica y hay capital extranjero interesado en invertir en él. Adicionalmente, ofrece justificadas oportunidades de desarrollo para Santander.

**LUIS GUSTAVO ALVAREZ RUEDA**  
Presidente Comité de Gremios de Santander

El Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso es una opción energética importante para el País porque incrementa la oferta de energía, mejorando la disponibilidad de electricidad para abastecer la creciente demanda nacional e internacional, contribuyendo de esta forma a la competitividad de Colombia.

Adicionalmente permite una mejor distribución geográfica de la producción de energía eléctrica, al disponer de un centro de generación confiable y estratégico en cercanías a la frontera oriental, reduciendo la vulnerabilidad de la región frente a dificultades en la disponibilidad del servicio.

Por otra parte trae beneficios importantes para la región, incrementando la oferta de oportunidades para la vinculación de mano de obra, el uso de bienes y servicios disponibles en la región y un importante monto de transferencias destinadas a la inversión ambiental en la misma.

Dada la importancia del Proyecto, hay dos aspectos básicos que deben revisarse para garantizar su viabilidad comercial y financiera: i) su competitividad frente al mercado eléctrico, ya que sus características fueron definidas previamente a la existencia del mismo; y ii) la oportunidad en que debe iniciarse su operación comercial, la cual define en buena medida su adecuada inserción en el mercado

**LUIS FERNANDO RICO PINZÓN**  
Gerente General ISAGEN



## **ANEXO No. 1**

### **DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA O NECESIDAD**

Según la UPME, en el Plan de Expansión Referencia Generación Transmisión 2002 – 2011, en sus estrategias LP3 y LP4, el país requiere en el año 2011 1810MW y 1620 MW respectivamente. Pronunciamientos por parte del Ministerio de Minas y Energía indican que estas cifras podrían llegar a los 2000 MW. Otras personas estudiosas del tema, dicen que si el gobierno no resuelve el problema del suministro del gas a las plantas térmicas del interior del país, las necesidades podrían llegar a 2700 MW en el 2011.

El Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso resuelve en 840 MW las necesidades del país y contribuirá con una energía anual de 4671 GWh al más bajo costo para el consumidor final. El proyecto hace parte del plan de expansión eléctrica formulado por la UPME para el periodo 1997 – 2010 y hoy es uno de los proyectos más opcionado para suplir el incremento de la demanda hacia finales de la década.

## **ANEXO No. 2**

### **DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA**

El Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso, está localizado en el departamento del Santander en el Cañón en donde el Río Sogamoso cruza la Serranía de la Paz. Consiste en el aprovechamiento del caudal del Río Sogamoso mediante la construcción de una presa sobre el cauce del río, la cual forma un embalse. Aprovechando la caída generada por el embalse, las aguas son conducidas por medio de tres túneles presurizados hacia el sitio de la central subterránea, donde se instalarán tres unidades de generación de energía. Finalmente los caudales utilizados para la generación de energía son restituidos al mismo Río Sogamoso mediante dos túneles de descarga inmediatamente aguas abajo del sitio de la presa.

El Río Sogamoso lo conforman los ríos Suárez y Chicamocha, posteriormente recibe las aguas del Río Chucurí. Caudal medio en el sitio de la presa 475,6 m<sup>3</sup>/s. Área total de la cuenca, 21.187 km<sup>2</sup>. Volumen máximo del embalse 4.800 millones de m<sup>3</sup>. Volumen útil 2.000 millones de m<sup>3</sup>. Área inundada 6.960 Has. Caída neta 150 m. Población a reacentar, 900 Habitantes. Carreteras a relocalizar, 36 Km. Presa en Concreto Compactado con Rodillo de baja pasta, altura 190 m, longitud 330 m, y una berma de coronación de 12 m. Vertedero en canal rectangular sobre el cuerpo de la presa, con deflector de chorro controlado por cuatro compuertas radiales, caudal de diseño 22.095 m<sup>3</sup> por segundo. Desviación del río a través de dos túneles de 699 m y 522 m de longitud y 9,5 m de diámetro, una preatagüa en roca compactada de 22 m de altura y una atagüa en concreto compactado con rodillo de 53 m de altura.

La estructura de captación contempla la construcción de una bocatoma inclinada apoyada en un talud de roca, y conectada a la caverna de máquinas a través de tres túneles de conducción presurizados y blindados de 226 m, 235 m y 254 m respectivamente, y 6,10 m de diámetro. La caverna de máquinas subterránea, de longitud 142,7 m, ancho 22,5 y altura 46 m con un túnel de acceso de 402 m de longitud, alojará tres turbinas Francis de eje vertical con una potencia nominal de 280 MW y un caudal unitario de 213,3 m<sup>3</sup> por segundo, para una potencia instalada total de 840 MW y una energía media de 4.671 GWh/año. Tres generadores de eje vertical con una capacidad nominal de 320 MVA y tres transformadores trifásicos de 320 MVA. Tres túneles de aspiración y dos túneles de descarga de 491 m y 506 m respectivamente que entregan las aguas turbinadas nuevamente al río. Periodo de construcción 6,5 años. Costo de inversión 867 millones de dólares. Licencia ambiental aprobada según resolución 0476 del 17 de Mayo del 2000.

## ANEXO No. 3

### PRODUCTOS Y COMPONENTES DE LA INVERSIÓN

COMPONENTES	INVERSIÓN (US\$)
<b>1. Adquisición de bienes</b>	
1.1. Compra de tierras	10'527.000
1.2. Compra de equipos	242'323.270
<b>2. Componente técnico o de obra física</b>	
Obras civiles:	
2.1. Infraestructura vial, presa y obras anexas y obras de generación	456'613.100
<b>3. Componente ambiental</b>	30'056.857
<b>4. Componente: imprevistos y administración e ingeniería</b>	
4.1. Imprevistos	69'109.557
4.2. Administración e ingeniería	59'164.818
<b>TOTAL:</b>	867'834.603

## **ANEXO No. 4**

### **UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO**

El Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso, está localizado en la región Nororiental de Colombia en el departamento de Santander en los municipios de Girón, Betulia, Zapatoca, Los Santos y San Vicente de Chucurí. La influencia del proyecto se extiende a la zona del bajo Río Sogamoso hasta su desembocadura en el Río Magdalena.

El conjunto de Obras que conforman el proyecto, esta localizado en el cañón donde el Río Sogamoso cruza la Serranía de la Paz, 75 Km aguas arriba de su desembocadura del río Magdalena y 62 aguas debajo de la confluencia de los ríos Suárez y Chicamocha.

El acceso al sitio de la obra se hace desde las ciudades de Bucaramanga o Barrancabermeja por la carretera que las une, a 50 Km de la primera y 56 Km de la segunda. Por vía fluvial, desde el Río Magdalena continuando por el Río Sogamoso hasta el sitio de la presa. La presa está ubica aproximadamente 600 m aguas arriba del Puente La Paz sobre el Río Sogamoso.

## ANEXO No. 5

### INDICADORES DE RESULTADOS

#### A. INFORMACIÓN GENERAL

1. Parámetros Físicos	
a. Localización: Departamento – Río	Santander – Sogamoso
b. Caudal medio del río (m <sup>3</sup> /segundo en sitio de presa)	474,6
c. Área total de la cuenta (Km <sup>2</sup> )	21.187
d. Volumen total del embalse (millones de m <sup>3</sup> )	4.800
e. Volumen útil del embalse (millones de m <sup>3</sup> )	2.000
f. Cota máxima de operación del embalse (msnm)	320
g. Cota mínima de operación del embalse (msnm)	290
h. Caída media neta (m)	150
i. Cota del lecho del río en sitio de presa (msnm)	157
2. Infraestructura afectada y necesaria	
a. Área inundada al nivel máximo normal (has.)	6.960
b. Población a reacentar (habitantes)	900
c. Carreteras a relocalizar (Km)	36
d. Carreteras de acceso (Km)	7
e. Líneas de transmisión para construcción (Km)	1
3. Parámetros energéticos	
a. Capacidad instalada estudio de diseño (MW)	840
b. Energía media (GWh/año)	4.671
c. Regulación de caudales (% del caudal medio)	60
4. Parámetros económicos	
a. Costo total con impuestos (millones US\$)	867
b. Nivel de precios. Taza de cambio.	Diciembre 2001 \$ 2300 / US\$
c. Costo Índice de instalación (US\$/KW)	1033
d. Costo índice de generación media (i = 10%)(US\$/MWh)	26,4
d. Tasa Interna de Retorno para el inversionista después del impuesto de renta	14,3 % - 18,4%
5. Periodo de ejecución	
a. Construcción (años)	6,5
b. Fecha más temprana de entrada en operación	2010

## B. CARACTERÍSTICAS DE OBRAS CIVILES PRINCIPALES

1. Presa y obras anexas
  - a. Tipo de Presa Concreto compactado con rodillo  
Altura (m) 190  
Volumen (m) 3,65 Mm<sup>3</sup>  
Cota de la cresta (msnm) 330  
Longitud de la corona (m) 330  
Ancho de la corona (m) 12
  - b. Tipo de Vertedero Canal rectangular sobre el cuerpo de la presa con deflector de chorro, controlado por cuatro compuertas radiales.  
  
Ancho (m) 72  
Creciente máxima probable (m<sup>3</sup>/s) 22.094  
Caudal de diseño (m<sup>3</sup>/segundo) 17.490
  - c. Desviación (No. y Tipo) 2, Túneles  
Longitud / Diámetro (m) 699 / 9,5 572 / 9,5
  - e. Descarga de fondo  
Rango de caudales de operación (m<sup>3</sup>/s) 80 - 300
  - f. Ataguías  
De aguas arriba (altura m - materiales) 22 - Roca compactada  
53 - Concreto Compactado con Rodillo  
Contraataguía (altura m - materiales) 22 - Roca compactada
2. Obras civiles de generación
  - a. Caudal de diseño (m<sup>3</sup> / s) 640
  - b. Captación (No. y Tipo) 3 Estructuras sumergidas inclinadas adosadas a taludes excavados
  - c. Conducciones desde captación  
Túneles de conducción (cantidad) 3 (Q Unitario Máx. 213,3 M<sup>3</sup>/s)  
(Longitud – Diámetro) (m) 226 - 6,10  
235 - 6,10  
254 - 6,10  
Reducción de diámetro (m) 6,1 a 5,1 (longitud) 7,02  
Inferiores (longitud – diámetro) (m) 30 - 5,10
  - d. Tipo de casa de máquinas Subterránea  
Dimensiones: Longitud - ancho - altura (m) 142,7 - 22,5 - 46  
Túnel de acceso: Longitud, Diámetro y Pendiente (m) 402 - 8 - 9,7%  
Túnel de cables: ancho y alto Paralelo a túnel de acceso  
Sección rectangular: 2 x 4,5  
por túnel de cables
  - e. Túneles de descarga  
Cantidad 2  
Longitudes ; Ancho x Altura 504,61 - 519,02 ; 7,8 x 9,3



## ANEXO No. 6

### INDICADORES DE EVALUACIÓN

A continuación se presentan los resúmenes de los principales indicadores económicos y financieros del proyecto, expresados en los siguientes términos:

- Desde el punto de vista del Proyecto (el cual no tiene en cuenta el efecto de los recursos de financiación con créditos; equivale a considerar “Equity” del 100%), sin incluir impuesto de renta; este tipo de consideración permite obtener los resultados comparables con los normalmente empleados en la evaluación de los diferentes proyectos del plan de expansión de la UPME.
- Igualmente se presentan los resultados asociados al desarrollo del proyecto considerando la utilización de recursos financieros proporcionados por la banca de inversión (créditos), en las condiciones descritas en el numeral anterior, y teniendo en cuenta el efecto del impuesto de renta; los indicadores en estas condiciones se denominan en este anexo como correspondientes al “Inversionista después de impuesto (de renta)”. Los resultados de referencia corresponden al plazo de los créditos supuesto en 25 años (19 años de amortización de los créditos).

Los indicadores presentados a continuación se obtienen con base en el plan de inversiones y financiación, y el flujo de fondos presentados en las Tablas 2 y 3, preparados para la realización de estos análisis.

#### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Para este indicador se tienen los siguientes resultados, expresado en términos reales (descontada la inflación):

- El Proyecto, antes de impuesto de renta: 12,2%
- El Inversionista antes del impuesto de renta 15,9%
- El Inversionista, después de impuesto de renta: 14,3%

En este resultado se observa que la TIR real del Inversionista después del impuesto de renta equivale a un interés corriente del 22,3% efectivo anual, si se supone una inflación del 7%, rentabilidad equivalente al DTF + 11,68 puntos, considerando un valor de la DTF del 10,62. También se aprecia que la TIR del Proyecto sin impuesto de renta es superior al costo supuesto del dinero de los créditos (8% real), resultado este que permite apalancar el efecto de los créditos para superar el impacto del impuesto de la renta. En efecto, se señala que la TIR

del Inversionista antes del impuesto de renta (no mostrado en el cuadro anterior) es del 15,9 % (en comparación con 14,3% después de este impuesto).

Para el caso en el cual se adopta un plazo total de los créditos de 20 años (14 años de amortización), la TIR del Inversionista después del impuesto de renta sería del 13,22 % real, equivalente a un interés corriente del 21,21 % efectivo anual, o sea una rentabilidad equivalente al DTF + 10,53 puntos, en las condiciones actuales.

### **Costo unitario de producción**

Para este indicador se tuvo en cuenta una tasa de descuento real del 10%, con base en la cual se obtienen los siguientes resultados, en dólares por cada MWh producido (o milésimas de dólar por kWh), correspondientes a la totalidad de la estructura de costos del proyecto:

<b>Punto de vista del:</b>	<b>Costo unitario de generación</b>
<b>Proyecto, antes de impositiva</b>	US\$ 26,4/MWh
<b>Inversionista después de impositiva</b>	US\$ 27,9/MWh

Ahora bien, si se requiere comparar el costo de generación del proyecto con los de los diferentes proyectos con diseños, factibilidad y prefactibilidad presentados por la UPME en sus informes del Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión, los cuales dentro de la estructura de costos de producción sólo consideran los correspondientes a las inversiones y AOM, se tendrían para el Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso el siguiente costo unitario para una tasa de descuento del 10%, correspondiente al Proyecto sin impuesto de renta:

<b>Punto de vista del:</b>	<b>Costo unitario de generación (US\$/MWh)</b>
<b>Proyecto, antes de impositiva</b>	24,6

En este resultado se aprecia que para las condiciones consideradas en este estudio, el proyecto analizado presenta unos costos unitarios de producción muy competitivos en comparación con otras alternativas de generación consideradas en el país, en especial con los correspondientes a las plantas térmicas a gas ciclo combinado presentadas en el Plan de Expansión Generación - Transmisión de octubre de 2001.

En efecto, mientras que la central más competitiva de dicho plan de expansión corresponde a una termoeléctrica a gas ciclo combinado de 300 MW de capacidad

instalada, localizada en la Costa Atlántica, la cual presenta un costo unitario de generación de US\$31,5/MWh, el costo unitario del Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso comparable con el de dicha termoeléctrica es de sólo US\$ 24,6 /MWh (un 22% menos costoso), siendo incluso inferior el costo unitario de generación de este proyecto que considera la totalidad de la estructura de costos, descrita en el numeral 2 de este informe (US\$ 26,4/MWh).

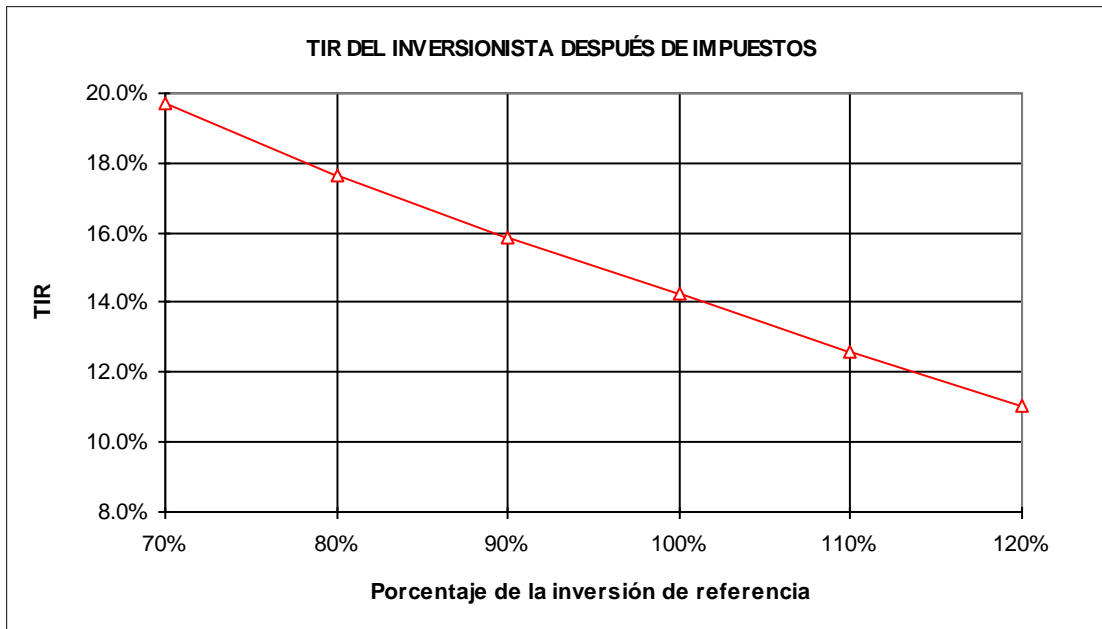
### **Sensibilidades de los resultados**

Teniendo en cuenta que los parámetros de evaluación disponen de la incertidumbre propia de este tipo de evaluaciones, en especial la atribuible a las condiciones de los mercados de la construcción de este tipo de obras (que pueden afectar positiva o negativamente los costos de inversión) y de la energía (que pueden afectar positiva o negativamente los ingresos operacionales), se presentan en este numeral los resultados de una estimación del impacto de la incertidumbre en el costo total de la inversión y en los ingresos operacionales considerados en la evaluación de referencia, cuyos resultados se presentan en el capítulo 3 de este informe.

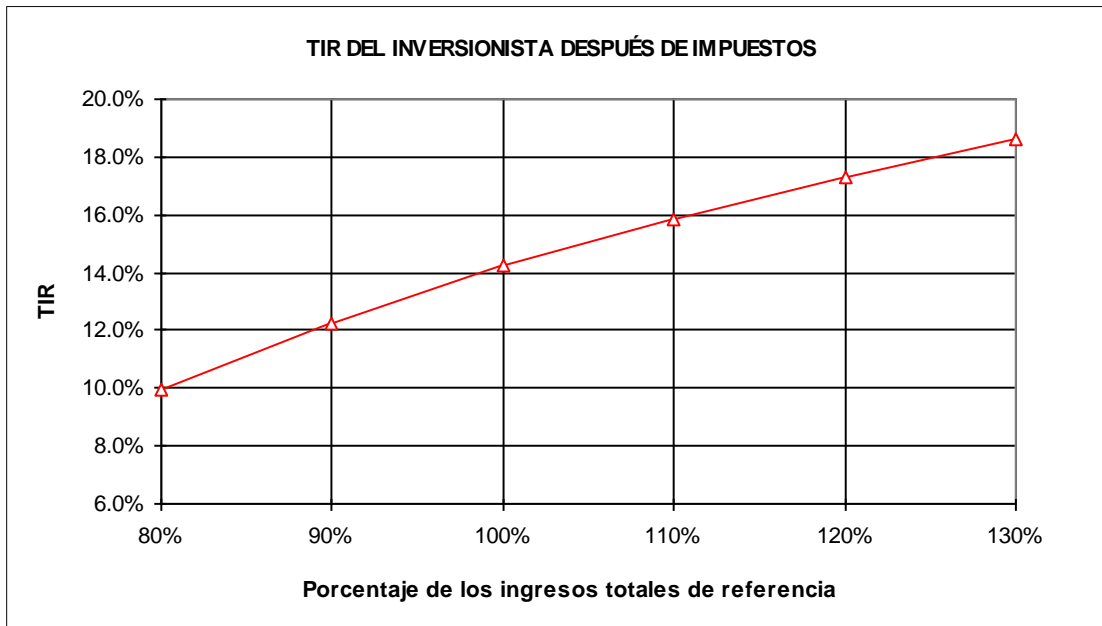
Así mismo se realizan algunas evaluaciones complementarias considerando algunos posibles beneficios que podrían obtenerse como resultado de una respuesta positiva a gestiones encaminadas a lograr la separación de las obras de reposición, que en este estudio se ha supuesto serían asumidas por el proyecto (relocalización de vías afectadas por el proyecto), y a la obtención de recursos provenientes de los fondos previstos dentro del Protocolo de Kioto y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, destinados a la remuneración de las reducciones de emisiones de gases de invernadero, en especial el CO<sub>2</sub>.

### **Sensibilidad de la TIR a las inversiones y a los ingresos**

En las Figuras 1 y 2 se presentan los resultados de la sensibilidad de la TIR del proyecto sin impuestos y del Inversionista después del pago de impuesto de renta, a posibles desviaciones del presupuesto de referencia considerado en el numeral 2.2 de este informe, y al monto de los ingresos totales que se estima recibiría el proyecto como resultado de las ventas de energía y de la remuneración de la capacidad de la central considerados en el numeral 2.5.1, sensibilidades que se expresan como porcentaje de los valores de referencia correspondientes a las inversiones preoperativas y los ingresos operacionales del proyecto descritos en el capítulo 2, y cuyos resultados se presentan en el numeral 3 del informe, los cuales corresponden a las condiciones asociadas al 100% de las inversiones o de los ingresos totales (energía y potencia) de referencia mostrados en dichas figuras.



**Figura 1. Sensibilidad de la TIR al monto de la inversión total del proyecto**



**Figura 2. Sensibilidad de la TIR a los ingresos totales recibidos por el proyecto**

Como se aprecia en estas figuras, si se toma como rentabilidad mínima para el Inversionista después de impuestos una TIR del 12%, el proyecto muestra que

sería viable como alternativa de inversión aún con sobrecostos de cerca del 14 %, o con una reducción de un 10 % en sus ingresos totales. La eventual reducción del 10% en los ingresos equivale a un ingreso por ventas de la energía media valorada a US\$ 21,76/MWh, en vez de los US\$ 25,0/MWh supuestos, manteniendo los mismos ingresos por concepto de potencia; no obstante también se observa que si los ingresos totales se pueden incrementar en un 10%, o si el monto de la inversión se reduce en el mismo porcentaje, la TIR del Inversionista después del impuesto de renta se acercaría al 16%, incremento que en el caso de los ingresos se podría lograr aprovechando las ventajas de suministro de servicios de AGC y una apropiada actividad de comercialización, que permita conseguir precios de venta de energía mejores que los aquí considerados.

En consecuencia la rentabilidad mínima del proyecto muestra una adecuada robustez a desviaciones adversas en los presupuesto y en los ingresos estimados.

### **Efecto de la reducción de los costos de inversión asociados a la relocalización de vías**

Con el fin de considerar el posible efecto económico de la reducción de costos asociada a una eventual separación de las obras de reposición de vías terrestres, que en este estudio se ha supuesto serían asumidas por el proyecto (relocalización de vías afectadas por el proyecto), se realizó una evaluación complementaria considerando los parámetros de referencia presentados en el numeral 2, pero descontando el costo de las vías que se ha supuesto el proyecto tendría que sustituir como compensación.

Con este propósito, en la Tabla 4 se presenta el presupuesto correspondiente a esta consideración.

Como se deduce al comparar las Tablas 1 y 4, la separación de las obras de sustitución de vías del presupuesto del proyecto de generación, representa una reducción de US\$ 69,53 millones, o sea un 8% del presupuesto inicial.

Con esta modificación, la TIR y los costos unitarios de generación tendrían los siguientes comportamientos:

Indicador		Proyecto de referencia (Presupuesto de US\$867,83 millones)	Proyecto sin reposición de vías (Presupuesto de US\$ 798,3 millones)
<b>TIR</b>	El Proyecto, sin impuesto de renta	12,2 %	12,9 %
	El Inversionista, después de impuesto de renta	14,3 %	15,5 %
<b>Costo Unitario Total de generación (10% de descuento) (US\$/MWh)</b>	El Proyecto, sin impuesto de renta	US\$ 26,4/ MWh	US\$ 24,7/ MWh
	El Inversionista, después de impuesto de renta	US\$ 27,9/ MWh	US\$ 26,7/ MWh
<b>Costo Unitario de generación Comparable (10% descuento) de (US\$/MWh) (*)</b>	El Proyecto, sin impuesto de renta	US\$ 24,6/ MWh	US\$ 22,9/ MWh
	El Inversionista, después de impuesto de renta	US\$ 26,7/ MWh	US\$ 25,6/ MWh

(\*) Con estructura de costos comparable a la utilizada en la caracterización de los costos unitarios de generación de los proyectos del catálogo de la UPME

De esta forma se aprecia el efecto del costo de reposición de las vías afectadas por el proyecto, aspecto que podrá ser utilizado como soporte para la gestión que el desarrollador del proyecto realizaría ante las entidades competentes, con el fin de incentivar la participación de la inversión privada para la implementación de este tipo de proyectos.

### **Efecto de los posibles ingresos asociados a la participación en la reducción de emisiones de gases de invernadero**

Para considerar una posible obtención de recursos provenientes de los fondos previstos dentro del Protocolo de Kioto y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, destinados a la remuneración de las reducciones de emisiones de gases de invernadero, en especial el CO<sub>2</sub>, se realizó una evaluación complementaria tanto para las características del proyecto de referencia, considerado en los parámetros definidos en el numeral 2, como los resultantes de la reducción del presupuesto presentado en el numeral 4.2.

Con este propósito, se supuso que HIDROSOGAMOSO podría acceder a unos ingresos anuales del orden de los US\$ 14 millones anuales, aplicados durante la vida útil del proyecto, de acuerdo con las consultas realizadas por HIDROSOGAMOSO S.A. sobre este aspecto.

Los resultados de interés sólo están relacionados con la TIR del Inversionista después de pagar el impuesto de renta, y se presentan en la siguiente tabla:

<b>Tipo de Ingreso</b>	<b>TIR del Inversionista después de impuesto de renta</b>	
	<b>Proyecto de referencia (Presupuesto de US\$ 867,83 millones)</b>	<b>Proyecto sin reposición de vías (Presupuesto de US\$ 798,3 millones)</b>
<b>Sin considerar ingresos complementarios</b>	14,3 % (*)	15,5 %
<b>Con ingresos complementarios del Protocolo de Kioto</b>	15,7 %	16,9 %

(\*) Evaluación de referencia

En este resumen de resultados se aprecia que los ingresos considerados provenientes del reemplazo (reducción) en las emisiones de gases de invernadero aportado por el proyecto permiten incrementar en por lo menos 1,4 puntos porcentuales la rentabilidad del inversionista, incremento que justifica plenamente la realización de gestiones destinadas a conseguir este tipo de recursos.

## ANEXO No. 7

### INGRESOS Y COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN DE UN AÑO TÍPICO DEL PROYECTO

#### 1. INGRESOS

##### 1.1. INGRESOS POR REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

Capacidad Remunerable Teórica (CRT)	545 MW
Remuneración de la CRT = 5,25 US\$ / KW-mes	
= 63 US\$ / KW-año	
Ingreso anual por CRT = 63 US\$ / KW-año x 545 MW =	34'335.000 US\$ / año

##### 1.2. INGRESO POR VENTA DE ENERGÍA

Generación media anual del proyecto	4671 GWh
Precio Energía (menos cargo por capacidad)	25 US\$ / MWh
Largo Plazo	
Ingreso anual neto por Energía	116'773.900 US\$ / año

#### Nota

El precio de US\$ 25 / MWh/año es igual al precio bruto de mercado menos la componente del precio correspondiente al Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad (CEE o CERE), definido por disposiciones de la CREG. De esta forma el precio medio equivalente del mercado (precio bruto) correspondiente, sería del orden de US\$ 36 / MWh de los cuales US\$ 11 /MWh corresponden al CEE o CERE.

##### 1.3. INGRESOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Estos servicios no se tuvieron en cuenta en esta evaluación, aunque la central Hidroeléctrica del Río Sogamoso estará en capacidad de proveer Servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia o AGC, gracias a la configuración hidráulica de sus sistemas de conducciones, la cual le permitirá atender las variaciones de la demanda que le sean asignadas; esto significa que en cualquier caso, la central no tendrá costos por compra de AGC en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

##### 1.4. INGRESOS POR LA VENTA DE LOS CERTIFICADOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

No se consideró en la evaluación inicial. Aunque la central al impedir la entrada al Sistema Interconectado Nacional de una térmica a gas o carbón, estaría reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y por lo tanto se haría



acreedora a este ingreso adicional. El efecto de este ingreso se consideró dentro de las sensibilidades a los resultados.

**INGRESOS TOTALES ANUALES (año típico promedio) = 151'108.900 US\$ / Año**

## **2. COSTOS OPERATIVOS Y DE LEY**

### **2.1. COSTOS DE AOM (Administración, Operación y Mantenimiento)**

Se tomó el costo unitario histórico de empresas de generación colombianas, el cual se estima en US\$ 5,5 / KW/año de esta forma este rubro haciende a US\$ 4'620.000 anuales. En este valor está incluido los servicios proporcionados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Centro Nacional de Despacho; no obstante, del rubro AOM se excluyen los otros costos descritos a continuación:

### **2.2. COSTOS POR LEY 56 DE 1.981**

Fondos Especiales Municipales: Se considera el equivalente al valor catastral de los predios requeridos por el proyecto, pagadero de una sola vez en el momento de adquisición de los predios. Este monto se estima equivalente a US\$ 2'374.000,

Impuesto Predial Compensatorio: Igual a una tasa del 15 por 1000 sobre el 150% del avalúo catastral de los predios adquiridos para el proyecto, pagadero anualmente. Para los propósitos de este estudio sería equivalente a US\$ 53.415 / año.

### **2.3. IMPUESTO DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

Se supuso equivalente al 0,6 % del valor de las ventas brutas de energía, de acuerdo con el criterio aplicado por la UPME para las evaluaciones de proyectos de generación. No se adopta la alternativa de liquidación de este cargo definida en la ley 86 de 1.981 por ser discrecional para los municipios.

### **2.4. COSTO DE LEY 99 DE 1.993 (Transferencias del sector eléctrico)**

6% de las ventas de energía liquidado con base en la tarifa de venta de energía en bloque, correspondiente a \$ 39,15 / KWh vigente en Diciembre de 2.001.

### **2.5. COSTO DE LEY 99 DE 1.993 (Artículo 44: porcentaje ambiental de los gravámenes a la propiedad inmueble):**

Para los propósitos de esta evaluación se ha supuesto que el proyecto sería gravado con una sobretasa ordenada por la mencionada ley con destino a la protección del medio ambiente, adoptándose el valor máximo considerado en la disposición equivalente a una sobretasa al impuesto predial del 2,5 por 1.000 el avalúo catastral de los predios, que es la tasa máxima permitida por la ley en consideración pagadera anualmente.

## **2.6. COSTOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA (AGC) Y PENALIZACIONES**

Debido a la alta capacidad de frecuencia hidráulica de las turbinas de esta central, la planta cumple ampliamente los requerimientos de contribución de la llamada potencia en giro mínimo exigida por la regulación vigente, pudiendo incluso ser una de las planta elegibles por el CND para prestar servicios de AGC en el despacho; así mismo que la disponibilidad de un embalse de regulación como el previsto por el proyecto, le proporcionará a la central la flexibilidad operacional suficiente para cumplir con la programación de producción sin inconvenientes por lo que no se esperan penalizaciones por desviaciones entre la generación programada y la realmente producida.

## **2.7. CARGO POR CAPACIDAD**

Debido a que el recaudo del denominado Costo Equivalente en Energía (CEE o CERE) del cargo por capacidad no hace parte de la estructura real de costo de los generadores y como se escribe más adelante en el cálculo de los ingresos operacionales del proyecto se excluye la parte del precio de la energía correspondiente a dicho recaudo, en este estudio no se tiene el costo asociado con la componente del CEE o CERE que debe ser reintegrada al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del MEM como saldo entre el CEE o CERE y la renumeración a que tendría derecho la central por concepto de la Capacidad Remunerable, aspecto que se trata más adelante. El valor del recaudo correspondiente al CEE o CERE es del orden de US\$ 11 / MWh.

## **2.8. COSTOS DE SOSTENIMIENTO DE CREG Y SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS (SSP)**

Se adopta un valor equivalente al 1,5% de los costos de funcionamiento administrativos de la empresa (0,85% de la SSP y 0,65% de la CREG); de esta forma, si para los propósitos de esta evaluación se supone que los costos de funcionamiento de una empresa estas características equivalgan al 15% de los costos totales de AOM considerados, el rubro sería del orden de US\$ 10.500 anuales.

## **2.9. COSTO DE IMPUESTO DE TIMBRE SOBRE LAS VENTAS**

Equivalente al 1,5% de las ventas de energía efectuadas mediante contratos.

## **2.10. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN**

Se considera el 2% del valor total de las ventas.

## **2.11. DEPRECIACIÓN**

Para efectos contables en el cálculo del monto a pagar por concepto del impuesto de renta se supone una depreciación lineal en 20 años para las obras civiles (incluyendo los intereses preoperativos como parte de la inversión), 10 años para los equipos y 5 años para los activos diferidos (estudios de ingeniería y costos de administración del proyecto durante el periodo preoperativo, etc.)

## **2.12. IMPUESTO DE RENTA**

La tasa correspondiente a este impuesto es del 35% sobre las utilidades netas del periodo.

## **2.13. COMISIÓN BANCARIA DE INVERSIÓN**

Para efectos de la presente evaluación se considera una comisión del 0,5% sobre el valor desembolsado de los créditos, y no se considera comisión alguna por la consecución de los aportes de capital adicionales requeridos para conformar el "Equity" total.



## ANEXO No. 8

### ESTUDIOS QUE RESPALDAN EL PROYECTO

Los estudios y diseños del proyecto a nivel de licitación se realizaron entre los años 1.993 y 1.998. Los estudios de la Presa y sus obras anexas, y los estudios ambientales fueron realizados por INGETEC S.A. entre los años 1.993 y 1.997.

Los estudios correspondientes a las obras de generación y equipos electromecánicos fueron realizados por la firma SEDIC LTDA. entre los años 1.994 y 1.996. Los diseños de los Sistemas de Comunicaciones y Control fueron ejecutados por la firma Mejía Villegas S.A. entre los años 1.995 y 1.996.

Los diseños de la Infraestructura Vial de reposición fueron ejecutados por la firma DIA S.A. y Parra Gómez Asociados, y los correspondientes a los campamentos por la firma Melo y Alvarez LTDA. entre 1.996 y 1.998.

Estos estudios terminaron con una Presa en Grava y Enrocado con cara de Concreto, con los siguientes resultados:

#### Presa en Gravas y Enrocado con cara de Concreto

Generación		Inversión Directa	Costo Instalación	Costo Producción	Tiempo Construcción	TIR Inversionista
MW	GWh	US\$Million	US\$/KW	US\$/MWh	Años	%
1035	4940	1130	1092	34,0	8,25	8,5 - 9,0

En el 2001 HIDROSOGAMOSO S.A. la entidad promotora del proyecto, contrato con INTEGRAL S.A. un estudio de factibilidad para analizar la posibilidad de fundar una Presa en concreto compactado con rodillo en lugar de la Presa actual en Gravas y Enrocado con cara de Concreto, conocer el impacto sobre los costos del proyecto y adicionalmente optimizar su capacidad instalada. Estudios que terminaron con los siguientes resultados:

#### Presa Concreto Compactado con Rodillo

Generación		Inversión Directa	Costo Instalación	Costo Producción	Tiempo Construcción	TIR Inversionista
MW	GWh	US\$Million	US\$/KW	US\$/MWh	Años	%
840	4671	867	1032	26,4	6,5	14,3 - 18,4

## ANEXO 9

### FORTALEZAS Y OPORTUNIDADES DEL PROYECTO

- Costo unitario de producción altamente competitivo y beneficioso para el país.
- Capacidad de proveer servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia o AGC.
- Estudios avanzados y licencia ambiental vigente.
- Disminuye el uso de combustibles contaminantes y de costos elevados y utiliza un recurso renovable, abundante, limpio y de bajo costo.
- Tiene una ubicación privilegiada: Entre Bucaramanga y Barrancabermeja. En estas dos ciudades el proyecto encontrará el personal calificado, la mano de obra experimentada y gran parte de los bienes y servicios que demandará su construcción.
- No presenta impactos ambientales críticos: No existen reasentamientos grandes de población, no existen minorías étnicas de indígenas y negros que tengan un tratamiento especial ante la Ley, no se afecta la forma de vida de los peces y de los pescadores, existe un buen número de tributarios aguas abajo de la presa para el mantenimiento de un hábitat accesible a los peces migratorios y al ecosistema ribereño, la propiedad cultural afectada es mínima, poca inundación de biomasa, y se mantiene la diversidad de peces y la calidad del agua.
- Costo competitivo. Después de impuestos y aranceles con imprevistos del 8% para los equipos y del 10% para las obras civiles, con costos de ingeniería y administración del 8% aplicado al costo directo total de las obras civiles mas los equipos, el costo de inversión fija del proyecto a precios de Marzo del 2002 asciende a la suma de 867 millones de dólares.
- Al desplazar una térmica a gas o carbón el proyecto reduciría anualmente cerca de 3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que le permite un ingreso adicional al proyecto de aproximadamente 14 millones de dólares teniendo como base un precio de 4.5 dólares por la reducción de una tonelada de CO<sub>2</sub>. En la actualidad, la tonelada de CO<sub>2</sub> se ha vendido a 11 dólares en bolsa.
- Las obras civiles y de generación se encuentran en un mismo sitio. Permite una administración mas ágil y una disminución de costos.
- Competitividad en el despacho de energía. Debido a los altos precios del gas y del transporte las termoeléctricas están perdiendo su competitividad frente a las

plantas hidráulicas. En un mercado de libre competencia como el nuestro, las plantas hidráulicas son las primeras en ser despachadas en la bolsa de energía permitiendo unas tarifas mas bajas para el consumidor final.

- Rápida implementación debido a niveles de estudios y disponibilidad de la licencia ambiental.
- Posibilidad de mejorar aún mas sus características técnicas y económicas y reducir el costo final del proyecto.
- Posibilidades de desagregar parte de los costos de infraestructura actualmente asignados al proyecto.

## **ANEXO 10**

### **IMPORTANCIA NACIONAL Y REGIONAL DEL PROYECTO**

- Generará 840 MW y una energía media de 4671 GWh/año.
- Fortalece la Interconexión Eléctrica con Venezuela, la Integración del Mercado Eléctrico Andino (Colombia, Venezuela, Ecuador, Perú y Bolivia), y la Interconexión Eléctrica con Centroamérica.
- Proyecto exportador de energía.
- Mejora la navegabilidad del Río Magdalena. (Elimina un alto porcentaje de la sedimentación que le entrega el Río Sogamoso).
- Permite un mayor equilibrio en la ubicación de los principales polos de generación del país, fortaleciendo el Sistema Interconectado Nacional. (Optimiza la operación y mejora la calidad del servicio).
- Elimina el déficit de potencia y energía del Oriente Colombiano. (Disminuye las pérdidas y los problemas de tensión y de frecuencia, reduce las restricciones y las inversiones en nuevas líneas de transmisión).
- Le ahorra al Sistema Interconectado Nacional 60 millones de dólares anuales en su operación, al desplazar la utilización del gas por el agua.
- Reduce en 25 millones de dólares anuales los costos de las restricciones del Oriente Colombiano.
- Le garantiza al país la expansión del servicio de energía eléctrica hacia finales del 2010 al menor costo para el consumidor final.
- Reduce significativamente la contaminación del Medio Ambiente con gases de efecto invernadero.
- El impacto económico regional en términos de inversión en insumos y mano de obra se estima en 360 millones de dólares.
- Generará 3.600 empleos directos durante la construcción y cerca de 13.000 indirectos.



- Mejorará la infraestructura vial de los municipios que hacen parte del embalse con la sustitución de 40 Km de carreteras principales en pésimo estado y con el mejoramiento de 16 Km de vías secundarias.
- En aportes por Ley 99 de 1993, proporcionará cerca de US\$5millones anuales para inversión en la recuperación de la cuenca y en el saneamiento básico de los municipios localizados en la misma.
- Será un motor de nuevos desarrollos urbanos, turísticos e institucionales y un factor decisivo en la integración de los pueblos de Santander. Recupera la inversión y la seguridad de una región agrícola, ganadera, petrolera y minera de importancia nacional.

## **ANEXO 11**

### **ALTERNATIVAS PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN A TRAVES DE LA INVERSION EXTRANJERA**

1. IMPSA, empresa Argentina dedicada desde 1907 al diseño, fabricación, montaje y puesta en marcha de equipamiento para centrales Hidroeléctricas (turbinas, generadores, reguladores, equipos hidromecánicos, etc), y adicionalmente desde hace aproximadamente 15 años al desarrollo integral de proyectos hidroeléctricos (financiación, diseño, construcción, operación y mantenimiento bajo las modalidades BOT, BOO, BROT y otras similares).

El 5 de Agosto del 2003 IMPSA presentó la propuesta para construir y operar el proyecto bajo su propia cuenta y riesgo ante el Viceministro de Minas y Energía. Solicitó algunos apoyos e incentivos al gobierno nacional, comprometiéndose a iniciar la construcción del proyecto el 1 de Enero del 2005, e iniciar su operación el 1 de Enero del 2009.

2. Se está conformando una nueva alternativa con firmas Brasileñas primordialmente, una de las cuales, Odebrecht, ya anunció su participación en el mismo. Las otras empresas pueden ser Voith Siemens o Alstom que operan en el Brasil y posiblemente la Corporación Venezolana de la Guyana.

## **ANEXO 12**

### **PRESUPUESTO DE OBRA DEL PROYECTO**

En el documento “Optimización de la Capacidad Instalada”, que incluye adicionalmente la Evaluación Financiera del Proyecto, se encuentra al final el presupuesto detallado de las obras con sus respectivos precios unitarios.

## ANEXO 13

### EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

- Capacidad instalada actual 13.356 MW
- Generación en condiciones Hidrológicas altas: 66.000 GWh
- Generación en condiciones Hidrológicas bajas: 58.000 GWh

PREMISA: Que exista la estructura suficiente para la producción y el transporte de Gas.

### DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh/año			
AÑO	ESCENARIO		
	ALTO	MEDIO	BAJO
2001	43379	43379	43379
2002	44739	44210	43858
2003	46280	45545	44890
2004	48067	47243	46224
2005	50203	48876	47537
2006	52812	50536	48903
2007	55593	52314	50277
2008	58258	54174	51883
2009	60595	56173	53515
2010	63197	58225	55177
2011	65206	60342	56879
2012	67919	62367	58441
2013	70744	64460	60046
2014	73687	66623	61696
2015	76752	68858	63390

La demanda se proyectó con la tasa de crecimiento entre el 2001 y el 2011 para el período 2012-2015

Para el escenario alto se requiere la instalación de 550 MW anuales a partir del 2008, 450 MW a partir del 2010 para el escenario medio, y 350 MW a partir del año 2012 para el escenario bajo. Esto es, al finalizar el año 2010, el país necesitaría por lo menos 1650 MW adicionales.

- Si no se resuelve el problema de suministro de gas principalmente a las centrales del interior, la producción de energía llegaría a 60.000 GWh/año en condiciones hidrológicas altas y 52.000 GWh/año en condiciones bajas, presentándose una limitante en el suministro a partir del 2006 para el escenario alto, 2007 para el

escenario medio, y 2009 para el escenario bajo. Esto es, antes de finalizar el 2010 el país necesitaría no menos de 2750 MW.

Con las exportaciones al Mercado Eléctrico Andino, y las pocas posibilidades de generación térmica debido a su baja rentabilidad, las necesidades serían mayores.

De tal manera que tendría que entrar necesariamente generación hidroeléctrica grande para suplir la demanda esperada en el 2010, y hoy la Central del Sogamoso sería uno de los proyectos más opcionados por ser atractivo a la inversión extranjera y por su importancia y utilidad nacional que lo hacen imprescindible.

## **ANEXO 14**

### **POBLACIÓN E INFRAESTRUCTURA AFECTADA**

El proyecto inunda 6960 hectáreas, 36 km de carreteras, 11 km del poliducto Galán - Bucaramanga, 20 km de líneas de transmisión eléctrica, y afecta una población 200 familias, alrededor de 900 personas, que viven y trabajan en el área que inundará el embalse.

El programa del reasentamiento de población incluye el otorgamiento de una vivienda con sus correspondientes servicios públicos para cada una de estas familias, y un terreno apropiado para sus actividades agrícolas.

## ANEXO 15

### COMPETITIVIDAD DEL PROYECTO

#### Comparación con los costos unitarios de Producción de varios proyectos térmicos a gas (CC)

Proyecto	Costo índice (US\$/MWh)
Sogamoso	24,6
<b>Térmica a gas de ciclo combinado de 300 MW (UPME, Plan de Expansión 2002 - 2011)</b>	
Localizada en la Costa Atlántica	34,76
Localizada en los Llanos Orientales	41,72
Localizada en el Magdalena Medio	44,76
Localizada en el Valle del Cauca	51,28
<b>Térmica a gas de ciclo combinado de 200 MW (UPME, Plan de Expansión 2002 - 2011)</b>	
Localizada en la Costa Atlántica	35,30
Localizada en los Llanos Orientales	42,30
Localizada en el Magdalena Medio	45,33
Localizada en el Valle del Cauca	51,85

Proyecto	Costo índice (US\$/MWh)
Sogamoso	24,6
<b>Térmica a gas de ciclo combinado de 150 MW (UPME, Plan de Expansión 2002 - 2011)</b>	
Localizada en la Costa Atlántica	36,21
Localizada en los Llanos Orientales	43,27
Localizada en el Magdalena Medio	46,28
Localizada en el Valle del Cauca	52,80
<b>Térmica a gas de ciclo combinado de 100 MW (UPME, Plan de Expansión 2002 - 2011)</b>	
Localizada en la Costa Atlántica	36,84
Localizada en los Llanos Orientales	43,95
Localizada en el Magdalena Medio	46,95
Localizada en el Valle del Cauca	53,74

- No se consideraron intereses durante la construcción. Vida útil 25 años.
- La energía se calculó con un factor promedio de utilización de : 0.7.

**Comparación con los costos unitarios de instalación de diferentes  
proyectos termoeléctricos nuevos  
(Plan de expansión de la UPME, octubre de 2001)**

Proyecto	Costo índice de instalación (US\$/kW)
Sogamoso	1033
<i>Proyectos Termoeléctricos Ciclo Combinado de 150 MW con impuestos</i>	
Costa Atlántica	775
Llanos Orientales	832
Magdalena Medio	815
Valle del Cauca	815
<i>Proyectos Termoeléctricos Ciclo Combinado de 200 MW con impuestos</i>	
Costa Atlántica	803
Llanos Orientales	861
Magdalena Medio	844
Valle del Cauca	844

Proyecto	Costo índice de instalación (US\$/kW)
Sogamoso	1033
<i>Proyectos Termoeléctricos Ciclo Combinado de 150 MW con impuestos</i>	
Costa Atlántica	825
Llanos Orientales	886
Magdalena Medio	868
Valle del Cauca	868
<i>Proyectos Termoeléctricos Ciclo Combinado de 100 MW con impuestos</i>	
Costa Atlántica	857
Llanos Orientales	919
Magdalena Medio	901
Valle del Cauca	901



**Comparación del costo unitario de producción del Proyecto  
Hidroeléctrico del Río Sogamoso con los costos unitarios de producción de  
varios proyectos hidroeléctricos**

Proyecto	Costo índice (US\$/MWh)
Sogamoso (Comparable)	24,6
<i>Proyectos Hidroeléctricos del Plan de Expansión con diseño parcial o total</i>	
Calima III	46,71
Miel II	43,43
Nechí	22,1
<i>Proyectos Hidroeléctricos del Plan de Expansión con factibilidad terminada</i>	
Riachón	45,17
Fonce	39,80
Guayabetal	35,94
Cabrera	40,73
Humea	55,24
Quetame	63,85
La Gabarra	63,53
El Neme	52,94
Chimera	60,02
Samaná Medio	76,78
Patía I	46,36
Pescadero-Ituango (Actualizado 2000)	21,0
El Guaico	31,11

**Comparación con los costos unitarios de instalación de  
diferentes proyectos hidroeléctricos nuevos**

Proyecto	Costo índice de instalación (US\$/kW)
Sogamoso	1033
<i>Proy. Hidroeléctricos del Plan de Expansión con diseño parcial o total</i>	
Calima III	1696
Nechí (1998)	950
Miel II	1648
<i>Proy. Hidroeléctricos del Plan de Expansión con factibilidad terminada</i>	
Pescadero-Ituango (1998)	800
Riachón	1926
Fonce	1584
Guayabetal	1896
Cabrera	1342
Humea	2609
Quetame	3170
La Gabarra	2783
El Neme	1867
Chimera	2619
Samaná Medio	3833
Patía I	1576
El Guaico	1485

