

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA AMPLIACIÓN EN 150 MW DE LA  
CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 230/115/34,5/13,8 kV DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN BUCARAMANGA**

**JAIME GARCÍA MORANTES  
BEATRIZ HELENA MANOSALVA CORTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA  
2008**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA AMPLIACIÓN EN 150 MW DE LA  
CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 230/115/34,5/13,8 kV DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN BUCARAMANGA**

**JAIME GARCÍA MORANTES  
BEATRIZ HELENA MANOSALVA CORTES**

**Monografía para optar al título de  
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Director  
RUBÉN DARÍO CRUZ RODRÍGUEZ  
Doctor en Ingeniería**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS  
2008**

*A Dios por haberme regalado la vida y ofrecerme lo necesario para alcanzar mis metas, permitiendo sentir su presencia en cada una de las experiencias y oportunidades que me ha brindado.*

*A mi padre Víctor Francisco quien desde el cielo ha estado guiándome y confiando en mi.*

*A mi madre Carmen Sofía porque gracias a ella he llegado a ser quien soy, por su infinito amor, dedicación, cuidado y protección.*

*A mis hermanos Adriana Rocío y Carlos Fernando quienes con su apoyo incondicional, alegría y cariño, me han llenado de fuerza para seguir adelante y apreciar lo bella que es la vida.*

**BEATRIZ HELENA**

*A Dios por esta nueva oportunidad que me brinda  
y me permite realizar para alcanzar mayor  
desarrollo profesional y personal.*

*A mi esposa Ana J. Barajas  
por su gran amor, entrega y sacrificio  
para cuidar este nido de amor.*

*A mis tres hijas Jised Andrea,  
Anggie Julieth y Jeimy Alexandra,  
quienes también contribuyeron y supieron  
esperar para lograr este objetivo.*

*A mis padres y hermanos  
por su apoyo incondicional.*

**JAIME**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales, por su idoneidad, profesionalismo y compromiso hacia la formación de especialistas en Evaluación y Gerencia de Proyectos.

A todos los docentes que hicieron parte de nuestra formación de posgrado, por su compromiso y dedicación.

Al Doctor Rubén Darío Cruz Rodríguez, por sus valiosas orientaciones y conocimientos transmitidos durante la dirección de la monografía.

A los ingenieros y funcionarios de la Electrificadora de Santander, quienes con su experiencia y conocimiento facilitaron sus valiosos aportes de forma incondicional, para así poder obtener los mejores resultados.

Y también a todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron en este estudio.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 IDENTIFICACION	2
1.2 DESCRIPCION	2
1.3 FORMULACION	3
1.4 ELEMENTOS – ESQUEMA	4
1.5 ALCANCE Y LIMITACIONES	4
1.6 JUSTIFICACION	5
1.7 OBJETIVOS	10
1.7.1 Objetivo General	10
1.7.2 Objetivos específicos	10
2. MARCOS REFERENCIALES	12
2.1 MARCO CONTEXTUAL	12
2.1.1 Antecedentes	12
2.1.2 Estado del Arte	13
2.1.3 Otros Proyectos	13
2.2 MARCO TEORICO	14
2.2.1 Variables	14
2.3 MARCO CONCEPTUAL	17
2.4 MARCO LEGAL	20
2.4.1 Derecho Constitucional	20
2.4.2 Autorizaciones	22
2.4.3 Tarifas	22
2.4.4 Remuneración	23
2.4.5 Principios que orientan el funcionamiento	23
3. METODOLOGIA	25
3.1 REVISION SISTEMATICA DEL TEMA	25
3.2 TIPO DE INVESTIGACION	25

3.3 POBLACION OBJETIVO	25
3.4 TECNICAS PARA LA RECOLECCION DE LA INFORMACION	26
4. ESTUDIO DE MERCADO	28
4.1 DEMANDA PROYECTADA	28
4.2 PRODUCTO	32
4.3 POLITICAS TARIFARIAS	33
5. ESTUDIO TECNICO	35
5.1 CIRTERIOS	35
5.1.1 Calidad	35
5.1.2 Seguridad	35
5.1.3 Confiabilidad	36
5.1.4 Criterios Adicionales	36
5.2 ALTERNATIVAS DE AMPLIACION	37
5.3 EVOLUCION DE LA CARGA DE LOS TRAFOS DE BUCARAMANGA	39
6. IMPACTO AMBIENTAL	41
6.1 CONCEPTOS	42
6.2 DESCRIPCION DE IMPACTO EN SUBESTACIONES	43
7. ESTUDIO FINANCIERO	47
7.1 ELEMENTOS DE COSTOS Y GASTOS	47
7.2 INVERSION	48
7.2.1 Índices utilizados en evaluación	48
7.2.2 Costo de Unidades Constructivas S/E Bucaramanga	48
7.2.3 Cargo de Remuneración Anual (CR)	48
7.3 PERDIDAS DE ENERGIA	49
7.3.1 Caracterización de las pérdidas	49
7.3.2 Reducción en pérdidas de energía	50
7.4 RACIONAMIENTO ESPERADO	52
7.5 FLUJO DE CAJA	56
7.6 SITUACION FINANCIERA	60
7.7 SENSIBILIDAD	61
CONCLUSIONES	64

RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFIA	67
ANEXOS	68

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Registros de Sobrecarga del Autotransformador de la S/E Bucaramanga	6
Tabla 2. Registros de Subestaciones	8
Tabla 3. Registros de Líneas	9
Tabla 4. Transformadores Bidevanados	9
Tabla 5. Transformadores Tridevanados	9
Tabla 6. Participación Autotransformador Subestación B/manga	26
Tabla 7. Proyección de Demanda de Potencia, Escenario Medio	28
Tabla 8. Demanda de ESSA Registrada en Diciembre 2007	30
Tabla 9. Demanda Máxima Proyectada de la ESSA	30
Tabla 10. Tasa de Crecimiento	31
Tabla 11. Resultados de Alternativas de Ampliación	38
Tabla 12. Evolución de la Carga Trafos Bucaramanga 230/115/13.8 kV, %	39
Tabla 13. Índices Utilizados	48
Tabla 14. Costo de unidades constructivas	48
Tabla 15. Costo de remuneración anual (CR)	49
Tabla 16. Perdidas de Energía del Autotransformador de B/manga	51
Tabla 17. Ahorro por perdida de Energía Autotransformador Bucaramanga	52
Tabla 18. Distribución de los bloques de demanda	52
Tabla 19. Estadísticas e Indicadores de Falla del Autotransformador	54
Tabla 20. Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, \$/kWh	55
Tabla 21. Ahorro por racionamiento	55
Tabla 22. Flujo de Caja	58
Tabla 23. Respuesta a los Indicadores Financieros al variar la TRM	61

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Registro de Carga en potencia del Autotransformador de la S/E Bucaramanga	7
Figura 2. Registro de Carga en potencia del Autotransformador de la S/E Bucaramanga	8
Figura 3. Proyección de Demanda Autotransformador	29
Figura 4. Proyección de Demanda Máxima Anual de la ESSA, MW	32
Figura 5. Unifilar de la Ampliación de la Transformación	47
Figura 6. Perdida de Energía en porcentaje del Autotransformador de B/manga	51
Figura 7. Distribución Horaria de los Bloques de Demanda	53
Figura 8. Diagrama del Flujo de Caja	59
Figura 9. Evolución Deuda Financiera	60
Figura 10. Sensibilidad VPN y Relación Beneficio / Costo	62
Figura 11. Sensibilidad Tasa Interna de Retorno y Relación Beneficio / Costo	62
Figura 12. Sensibilidad Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno	63
Figura 13-A. Variación de la TRM	68
Figura 14-B. Precio Promedio Bolsa de Energía	70

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Variación de la TRM	68
Anexo 2. Precio promedio Bolsa de Energía Eléctrica	70

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA AMPLIACIÓN EN 150 MW DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 230/115/34,5/13,8 kV DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN BUCARAMANGA.\***

**AUTORES: GARCÍA MORANTES, Jaime – Ingeniero Electricista  
MANOSALVA CORTES, Beatriz H. – Profesional en Gestión Empresarial\*\***

**PALABRAS CLAVES: Energía Eléctrica, Subestación, Racionamiento, Perdidas de Energía, Autotransformador.**

### **DESCRIPCIÓN:**

La presente monografía es el resultado del estudio realizado por los autores, debido a la necesidad que se tiene de disponer de energía eléctrica en las áreas de influencia de la Electrificadora de Santander S.A, por el alto crecimiento demográfico y al aumento continuo de la demanda de energía, la cual es fundamental para satisfacer las necesidades que exigen desarrollo y evolución de los procesos de industrialización, comercialización y de la sociedad en general.

A raíz de lo anterior los autores proponen la instalación y puesta en marcha de otro autotransformador en la subestación Bucaramanga, el cual contribuirá en la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional, además ofreciendo niveles de tensión dentro del rango permitido y bajando la cargabilidad de las subestaciones que se encuentran interconectadas a una tensión de 115 Kv, como también la alta rentabilidad que brinda la ejecución del proyecto.

Del estudio financiero se deduce que la inversión requerida para el montaje del autotransformador y sus equipos asociados es de M\$ 14.319, valor que se puede recuperar en un periodo 10 años y 8 meses, teniendo una proyección de 25 años de vida útil, además se tiene una TIR mayor que la tasa de oportunidad y un VPN positivo, indicando que es un proyecto viable.

A pesar que los equipos necesarios para aumentar la capacidad de transformación son importados, el proyecto no es afectado por la Tasa Representativa del Mercado, esto gracias a las políticas de la CREG, que garantizan un costo de remuneración anual, con el cual puede aumentar el dólar hasta en un 40% y no afecta la viabilidad del proyecto.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingeniería Físicomecánicas. – Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. – Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. – Director: Rubén Darío Cruz Rodríguez.

## SUMMARY

1. TITLE: **PREFEASIBILITY STUDY FOR THE EXPANSION IN 150 MW OF THE CAPACITY OF TRANSFORMATION 230/115/34.5/13.8 KV OF ELECTRICAL ENERGY IN THE SUBSTATION BUCARAMANGA.**\*

2. AUTHORS: **GARCÍA MORANTES, Jaime – Electrical engineer**  
**MANOSALVA CORTES, Beatriz H. - Professional in Enterprise Management.**\*\*

3. KEY WORDS: **Electrical energy, Substation, Rationing, Lost of Energy, Autotransformer.**

#### 4. DESCRIPTION:

The Present monograph is the result of the study made by the authors, due to necessity of to have electrical energy in areas of influence of Electrificadora de Santander S.A. by the high population increase and to the continuous increase of energy's demand, which is fundamental to satisfy the requirements that need development and evolution of the industrialization processes, commercialization and of the society in general.

Based on previous, the authors propose the installation and beginning of another autotransformer in the substation Bucaramanga, which will contribute in the stability of the Interconnection National System, in addition offering tension's levels within the allowed rank and lowering the chargeability of the substations that are interconnected to 115 Kv of tension, and also the high profitability that offers the execution of the project.

Of the financial study value is deduced that required investment for the assembly of the autotransformer and its associate equipment is M\$ 14,319, that can be recovered in a period of 10 years and 8 months, having a projection of 25 years of life utility, in addition it has a TIR greater than the rate of opportunity and a positive net present value (VPN), which indicates that it is a viable project.

Even though the necessary equipment to increase the capacity of transformation are imported, the project is not affected by the Representative Rate of the Market, thanks to the policies of the CREG, that guarantees an annual remuneration cost, with which the dollar can increase until 40% and it does not affect the viability of the project.

---

\* Monograph

\*\* Physical-Mechanical Engineering's Faculty - School of Industrial and Managerial Studies, Specialization in Evaluation and Project Management, Director Eng. Rubén Darío Cruz Rodríguez.

## INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un bien necesario para la sociedad puesto que el adelanto tecnológico ha hecho que se dependa de este insustituible producto, por su permanente demanda, para el desarrollo de gran parte de las actividades del diario vivir.

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica y establecer la regulación del sector eléctrico a nivel departamental, la Electrificadora de Santander S.A. tiene previsto la instalación y puesta en marcha de un autotransformador en la Subestación Bucaramanga con el fin de ampliar la capacidad de transformación y así, brindar mayor continuidad, confiabilidad, calidad y estabilidad del sistema eléctrico de la región y la nación.

Este proyecto busca disminuir en gran proporción el racionamiento que se puede generar por la sobrecarga debido al aumento de la demanda y al crecimiento de la población y así ayudar a estabilizar a las subestaciones interconectadas en el nivel de tensión de 115 kV. en la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

La instalación del autotransformador beneficiará a los usuarios brindando mayor disponibilidad de servicio para el crecimiento y desarrollo de los procesos de tipo residencial, comercial, industrial, oficial, entre otros.

Para conocer la viabilidad del proyecto es necesario evaluar variables como: demanda, registro de sobrecargas, pérdidas de energía, racionamiento de energía, indicadores financieros, costo de remuneración anual, entre otros y determinar su aceptación de acuerdo a la tasa de oportunidad de la Electrificadora de Santander S.A.

## **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1 IDENTIFICACIÓN**

Contar con un servicio de energía eléctrica adecuado es imprescindible en el desarrollo de la región y el país. Esto considerando que la electricidad es insumo fundamental de la mayor parte de los procesos industriales y es necesario para la prestación de numerosos servicios y la comercialización de productos.

La capacidad para prestar el servicio de energía eléctrica disminuye a medida que se presenta el crecimiento de la demanda, asociado al aumento de la población, satura la infraestructura instalada. Es necesario, entonces, ampliar la capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica desde los centros de generación a los centros de consumo con el fin de evitar que la red sea limitante para la prestación del servicio y se puedan presentar racionamientos, como el ocurrido en el año 1992.

### **1.2 DESCRIPCIÓN**

El proyecto consiste en verificar la viabilidad financiera de la instalación de un autotransformador y sus equipos asociados, con el fin de aumentar la capacidad del sistema de transmisión de energía eléctrica de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA) de manera que se cuente con la infraestructura necesaria para atender el crecimiento de la demanda de electricidad en el área metropolitana de Bucaramanga, permitiendo de esta forma atender las necesidades de energía asociadas al crecimiento económico de la región y el país. Para la instalación del autotransformador y sus equipos asociados, se dispone de un espacio existente en la Subestación Bucaramanga.

Lo anterior, con el fin de comprobar mediante evaluaciones y análisis de datos estadísticos de la Electrificadora de Santander S.A., qué tan confiable y seguro es la ampliación del sistema existente de transmisión de la energía eléctrica.

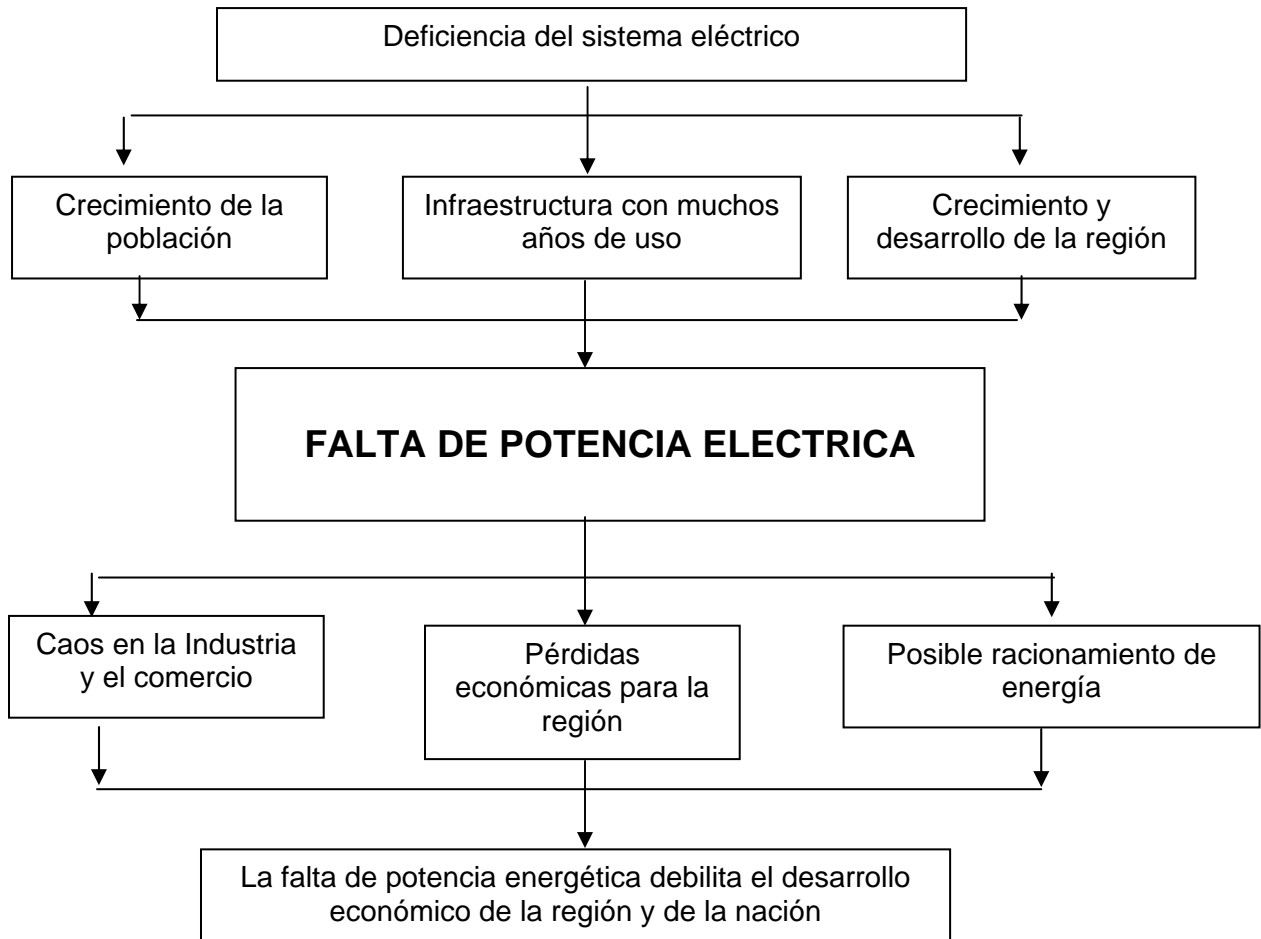
### **1.3 FORMULACIÓN**

Con el fin de conocer la viabilidad del proyecto, se analizó y evaluó la información entregada por la Electrificadora de Santander S.A, con el fin de verificar los datos estadísticos, las proyecciones y los resultados de alternativas de ampliación. Con la decisión tomada de ampliar la capacidad de transformación en la Subestación Bucaramanga se inician los estudios de los costos donde se determina la inversión, los costos de operar y mantener el autotransformador, sus equipos y accesorios con una vida útil de 25 años.

Además se analizan los ingresos anuales que se reciben por disponer de estos equipos y dar mayor confiabilidad al sistema eléctrico, según Resolución CREG No. 082 de 2002.

Con estos datos se procesa y se obtiene el flujo del proyecto y así se determina la estabilidad del Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Razón Beneficio costo (B/C), variables a las cuales se les debe aplicar un estudio de sensibilidad para tomar la decisión adecuada.

## 1.4 ELEMENTOS - ESQUEMA



## 1.5 ALCANCE Y LIMITACIONES

Con la ejecución del presente estudio se realizará el análisis de prefactibilidad, con el fin de determinar si es viable financieramente o no este proyecto. Para obtener estos resultados se deben evaluar los siguientes estimativos:

- Cálculo de los costos de inversión, operación y mantenimiento, como también estimación de los costos por las pérdidas que se generan debido a efectos técnicos y no técnicos.

- Cálculo de los ingresos que se recibirán por cargo de remuneración anual debido a la inversión que se realiza para mejorar la calidad y continuidad del servicio energético en el sistema eléctrico nacional y regional.
- Evaluación financiera con el fin de conocer la viabilidad del proyecto. Para ello se debe analizar el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de retorno y la relación Beneficio Costo como indicadores más relevantes.
- Se realiza análisis de sensibilidad en variables que tienen gran peso a la hora de determinar la viabilidad del estudio en mención, como lo son, la variación de la tasa representativa del mercado.

## **1.6 JUSTIFICACIÓN**

En la actualidad, el departamento de Santander cuenta con tres autotransformadores que soportan la totalidad de la demanda de energía, ubicados en la Subestación Bucaramanga, la Subestación Palos y la Subestación Termobarranca, respectivamente.

Hoy por hoy se presentan limitaciones en la capacidad de transporte de energía eléctrica y puede ser mayor durante los próximos años debido al crecimiento de la población, por tal razón, se puede llegar a un inminente racionamiento por la falta de equipos e infraestructura, que garanticen la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico para brindar continuidad en la prestación del servicio energético.

Actualmente se han venido presentando sobrecargas en los autotransformadores existentes, en especial el que está ubicado en la Subestación Bucaramanga, el cual es de 150 MVA y como se puede ver en la Tabla 1, donde aparece mayor a 150, se ha pasado de la carga nominal en algunas ocasiones, por lo cual es

necesaria la instalación de otro autotransformador que sirva de soporte para equilibrar el sistema de transformación.

**Tabla 1. Registros de Sobrecarga del Autotransformador de la S/E Bucaramanga**

<b>16-Ago-06</b>				
Sobrecarga por condición operativa				
<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>Hora</b>
100.0	82.0	129.3	-13.8	17:30
105.0	83.0	133.8	-10.8	18:00
122.0	90.0	151.6	1.1	18:30
122.0	88.0	150.4	0.3	19:00
118.0	84.0	144.8	-3.4	19:30
114.0	78.0	138.1	-7.9	20:00
<b>08-Nov-06</b>				
Sobrecarga por condición operativa				
<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>Hora</b>
117.0	87.0	145.8	-2.8	17:30
133.0	85.0	157.8	5.2	18:00
106.0	86.0	136.5	-9.0	18:30
104.0	83.0	133.1	-11.3	19:00
100.0	77.0	126.2	-15.9	19:30
97.0	74.0	122.0	-18.7	20:00
<b>03-Ene-07</b>				
Sobrecarga por imposibilidad de conectar la Línea Palenque-Termo-Barranca				
<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>Hora</b>
107.0	69.0	127.3	-15.1	17:30
115.0	73.0	136.2	-9.2	18:00
137.0	83.0	160.2	6.8	18:30
135.0	72.0	153.0	2.0	19:00
131.0	68.0	147.6	-1.6	19:30
129.0	66.0	144.9	-3.4	20:00

14-May-07				
Sobrecarga por condición operativa				
MW	Mvar	MVA	%	Hora
106.0	73.0	128.7	-14.2	17:30
111.0	73.0	132.9	-11.4	18:00
126.0	82.0	150.3	0.2	18:30
127.0	76.0	148.0	-1.3	19:00
124.0	72.0	143.4	-4.4	19:30
119.0	67.0	136.6	-9.0	20:00

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

En las Gráficos 1 y 2 se muestra un registro de la carga máxima registrada en el mes de Abril de 2008 reportado por la Electrificadora de Santander, cuyo valor máximo corresponde a \$152.647,46 MVA y 383,63 Amp. que representan el 1,73% de sobrecarga en la capacidad nominal. Igualmente en la Tabla 1 se presentan registros de sobrecargas por condiciones operativas.

Figura 1. Registro de Carga en potencia del Autotransformador de la S/E Bucaramanga

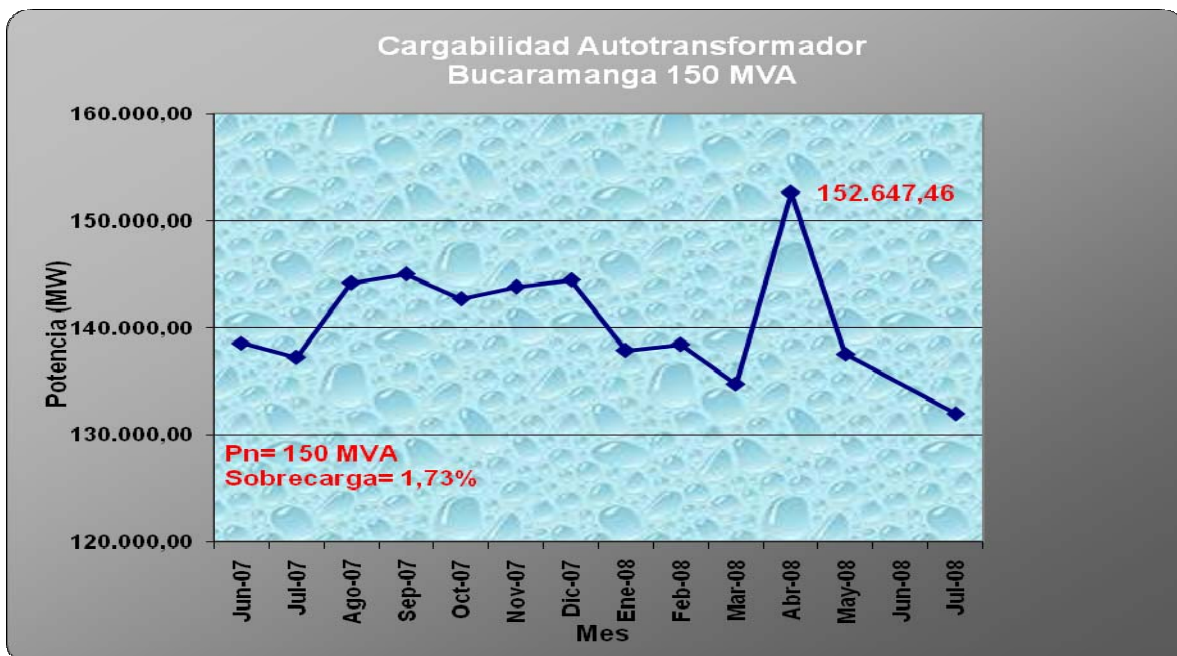
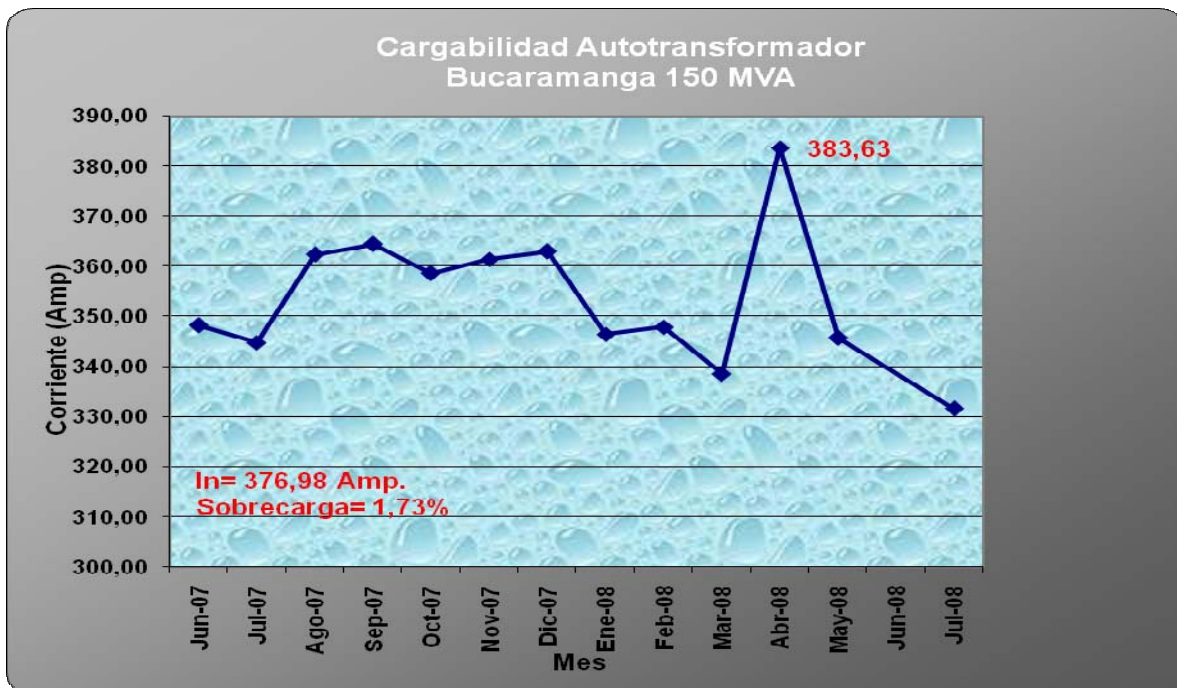


Figura 2. Registro de Carga en corriente del Autotransformador de la S/E Bucaramanga



La Electrificadora de Santander S.A. ya tiene contemplado un Plan de Expansión, el cual está en la etapa de estudio y busca eliminar las sobrecargas a nivel de 115 kV.

En la Tabla 2 hasta 5 se describe la expansión propuesta por la Electrificadora de Santander para los años 2008, 2009 y 2012.

Tabla 2. Registros de Subestaciones

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN kV	CAPACIDAD MVA	CONGRÁFICCIÓN
2008	Wilches	115	20	BARRA SENCILLA
2008	Zapamanga	115	40	BARRA SENCILLA
2012	Piedecuesta	230/115	150	BARRA SENCILLA

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

**Tabla 3. Registros de Líneas**

AÑO DE ENTRADA	NODO 1	NODO 2	No. CIRCUITO	kV	TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE	I <sub>max</sub> A
2008	TERMOBARRANCA	WILCHES	1	115	ASCR	336.4	400
2009	PALOS-NODO A	FLORIDA NODO B	2	115	ASCR	397.5	400
2012	FLORIDA NODO A	NODO B SANGIL	2	115	ASCR	336.4	400
2012	BUCARAMANGA-NODO A	NODO B-GUATIGUARA	2	230	ACAR	1200	

AÑO DE ENTRADA	NODO 1	NODO 2	R1 Ohm/km	X1 Ohm/km	B1 Ohm/km	R0 Ohm/km	X0 Ohm/km	B0 Ohm/km
2008	TERMOBARRANCA	WILCHES	0.1866	0.4912	3.318	0.3634	1.4948	1.998
2009	PALOS-NODO A	FLORIDA NODO B	0.1441	0.3954	2.526	0.2724	1.0369	2.111
2012	FLORIDA NODO A	NODO B SANGIL	0.1932	0.502	3.393	0.4203	1.5	2.111
2012	BUCARAMANGA-NODO A	NODO B-GUATIGUARA	0.0555	0.49468	3.3207	0.2312	1.3714	2.656

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

**Tabla 4. Transformadores Bidevanados**

AÑO DE ENTRADA	SUBESTACIÓN	No. TRAFO	CONEXIÓN	CAPACIDAD MVA		kV	
				ALTA - BAJA	ALTA	BAJA	
2008	Wilches	1	YY0	20	115	34.5	
2008	Zapamanga	1	YY0	40	115	34.5	
2008	Zapamanga	1	YY0	12.5	34.5	13.2	
2012	Piedecuesta	1	YY0	40	115	34.5	
2012	Piedecuesta	1	YY0	12.5	34.5	13.2	

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

**Tabla 5. Transformadores Tridevanados**

AÑO DE ENTRADA	S/E	No. TRAFO	CONEXIÓN	CAPACIDAD MVA	TENSIÓN kV	NODOS A LOS QUE SE CONECTA
2008	Bucaramanga	1	YNYND	150/150/25	230/115/13.8	Bucaramanga 230 kV Y Bucaramanga 115 kV
2012	Piedecuesta	1	YNYND	150/150/25	230/115/13.8	Futuro Piedecuesta 230 kV Y Futuro Piedecuesta 115 kV

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

Con la ampliación de la capacidad de transformación se tendrá disponibilidad de servicio de energía y no se presentaran inconvenientes por el crecimiento en la industria, el comercio y la expansión demográfica.

Para la Electrificadora de Santander, este proyecto traerá beneficios técnicos y económicos, debido a que recibirá ingresos anuales por disponer de estos equipos y así continuará aportando al mejoramiento del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica.

De igual manera, los clientes o usuarios se beneficiarán por disponer de la energía necesaria y suficiente para cumplir con la variedad de procesos. También contribuirá al desarrollo socioeconómico del departamento y de la nación.

## **1.7 OBJETIVOS**

### **1.7.1 Objetivo General.**

Realizar estudio de prefactibilidad financiera para la ampliación en 150 MW de la capacidad de transformación 230/115/34.5/13.8 kV de energía eléctrica en la Subestación Bucaramanga y así mejorar el servicio con el fin de satisfacer las necesidades de los usuarios en el área metropolitana de Bucaramanga.

### **1.7.2 Objetivos Específicos**

- Estimar los costos de inversión que se requieren para ampliar la capacidad de transformación.
- Estimación de los costos que se requieren para poder mantener en operación el sistema de transformación de la energía, como son:
  - Mantenimiento de equipos y líneas de transmisión.

- Pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas.
- Valoración de los ingresos que se recibirán anualmente por la disposición de equipos e infraestructura.
- Evaluación financiera, donde se conocerá el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio – costo y el período de recuperación de la inversión, con lo cual se determinará la viabilidad del proyecto.
- Análisis de sensibilidad en variables como VPN, TIR y relación B/C, las cuales son representativas en el estudio y que permitirán conocer qué tanto se pueden mover y no afectar la rentabilidad del proyecto.

## 2. MARCOS REFERENCIALES

### 2.1 MARCO CONTEXTUAL

**2.1.1 Antecedentes.** En el primer semestre de 1992, Colombia sintió en extremo el azote de 'El Niño' que provocó prolongados racionamientos de energía eléctrica principalmente en los departamentos de la Costa Caribe y que por horas dejó a oscuras a buena parte del territorio nacional y que, además, generó encendidos debates en el Congreso de la República por la falta de previsión del gobierno nacional para afrontar el fenómeno natural que se origina en el Océano Pacífico cada cuatro o cinco años<sup>1</sup>

A raíz de estos racionamientos de energía, los cuales fueron perjudiciales para la economía del país y el buen funcionamiento del mismo, por la falta de estepreciado elemento, la sociedad, la industria, el comercio, el campo, entre otros sectores de la economía fueron afectados de manera directa, provocando pérdidas económicas a gran escala.

Todo esto porque no se tenía la infraestructura adecuada que soportará la gran demanda que se estaba presentando y por ende el colapso en el sistema energético de la nación.

Esto se produjo por falta de gerencia y visión de los encargados del Ministerio de Minas y Energía, como de los gerentes de las diferentes electrificadoras del país, a quienes les faltó gestión y análisis de proyectos que les permitieran hacer correcciones a tiempo.

---

<sup>1</sup> [http://abc.camara.gov.co/prontus\\_senado/site/artic/20061003/pags/20061003162108.html](http://abc.camara.gov.co/prontus_senado/site/artic/20061003/pags/20061003162108.html)

Se ha visto en la actualidad, cómo el generar proyectos de inversión para este sector, ha permitido traer progreso a muchas ciudades y regiones, como también se ha podido expandir a otros países generando ingresos adicionales por la venta de este bien.

**2.1.2 Estado del Arte.** Existen diversos criterios o indicadores de evaluación utilizados para la aceptación, rechazo o conveniencia de un proyecto. Entre ellos se tienen el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Beneficio/Costo, el tiempo de recuperación de la inversión, toma de decisiones (mínimax), entre otros. Con ellos se puede calificar el fracaso o éxito del proyecto en términos de costos, cumplimiento de programas o funcionamiento, cobertura, eficiencia, y déficit.

Los distintos criterios de evaluación toman como referente obligatorio el resultado del flujo de caja, que es la consecuencia cuantificable de los estudios previos de mercado, técnico y financiero, la confiabilidad de los flujos depende de la calidad y seriedad con que se elaboran dichos estudios y por ende de las recomendaciones derivadas de los mismos.

Para la evaluación y análisis de los proyectos, se están utilizando los mismos métodos y herramientas con los cuales se están trabajando hace varios años y con ellos se verifica la viabilidad o no del estudio.

**2.1.3 Otros proyectos.** La Electrificadora de Santander S.A. en la subestación de Termo barranca ejecutó un proyecto en el año 2005 el cual tenía como objetivo el montaje de un autotransformador de 90 MVA. y conexión de líneas de transmisión, para ampliar la capacidad de potencia de energía eléctrica de la

región, dando como resultado, estabilidad al sistema eléctrico nacional, como al regional, y además brindando bienestar y progreso a todos los usuarios.

También se tiene el proyecto de la línea a 500 kV., que viene de Bolívar, Copey, Ocaña y Primavera en Santander, con el cual se mejoró el sistema eléctrico Nacional, dando solidez y confiabilidad. Como resultado se vio el mejoramiento de los niveles de tensión a 230 kV así como los niveles hacia abajo.

A la fecha se tiene proyectado un estudio que permita traer la línea de 500 kV. a la Subestación Guatigará, para ello se quiere transportar la energía de la Subestación de Ocaña a la de Guatigará y de Guatigará a la Subestación Primavera, generando consigo mejoramiento en los niveles de tensión a nivel nacional, al igual que en Santander.

## **2.2 MARCO TEÓRICO**

Las variables que priman en el desarrollo del presente estudio y que se deben tener en cuenta al momento de tomar decisión o no del proyecto son:

### **2.2.1 Variables**

#### **a. Respecto al Proyecto**

- Este es un proyecto de la Electrificadora de Santander, el cual quiere llegar a la comunidad, y diversos sectores del área metropolitana de Bucaramanga. Este proyecto se constituye de carácter privado.

Las principales variables que determinan la viabilidad del proyecto son:

- **VALOR PRESENTE NETO:** Indica la utilidad que genera el proyecto después de haber recuperado la inversión y haber cancelado la tasa de oportunidad

anualmente. “Corresponde a la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos”<sup>2</sup>

- **TASA INTERNA DE RETORNO:** Es la rentabilidad promedio a lo largo de la vida del proyecto. Esta variable se define como la tasa para la cual el VPN es cero. El proyecto es atractivo si al relacionar la TIR con el costo de capital es mayor que el WACC.
- **RELACION BENEFICIO/COSTO:** Es el valor presente de los ingresos dividido en el valor presente de los costos, el proyecto es viable si el beneficio que genera la inversión en un período determinado, es mayor que el costo de inversión.
- **PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSION:** El período de recuperación de la inversión es el lapso necesario para que los ingresos cubran los egresos. Es equivalente conceptualmente al punto de equilibrio.
- **AVANCE EN EL TIEMPO:** El proyecto debe estar programado en todas y cada una de sus etapas de manera sistemática, teniendo en cuenta los tiempos que requieren los trámites y gestiones ante las entidades de control.

#### **b. Respecto a la Empresa**

- **RESPALDO FINANCIERO:** La Electrificadora de Santander S.A. cuenta con los recursos suficientes para la ejecución del proyecto. La decisión de invertir con recursos propios es debido a que el WACC de la empresa es menor que la tasa de interés en una entidad financiera.

---

<sup>2</sup> MIRANDA MIRANDA, Juan José, Gestión de Proyectos, 4ª Edición 2002. MM pág.236

- **BONDAD DE LOS RESULTADOS:** Una vez realizado el estudio propuesto, se podrá disponer de argumentos valiosos para dar un concepto acerca de la favorabilidad o no de las cifras en lo concerniente a la sostenibilidad financiera que requiere el proyecto.
- **IMPORTANCIA DEL PROYECTO:** Siendo la energía eléctrica un recurso vital tanto para las personas como para el desarrollo productivo de la sociedad, la instalación del autotransformador brindará confiabilidad, continuidad, calidad y estabilidad en la prestación del servicio.

### c. Respecto al Medio Externo

- **TASA DE CAMBIO:** Es una variable que se afecta diariamente por diferentes factores. Es la relación que hay entre la moneda de un país con la de otro o el precio al cual se paga una moneda nacional en términos de otra extranjera.
- **POBLACION:** Es una variable en crecimiento continuo debido al desarrollo tecnológico, económico, industrial y social de la región.
- **RESPUESTA Y ACEPTACION:** Todos aquellos concededores del tema ven con buenos ojos la realización de este proyecto, debido a que en la actualidad se tiene desabastecimiento de energía y no se cuenta con suficiente capacidad de transformación que pueda cubrir la demanda que a diario se viene presentando e incrementando.
- **VIGENCIA:** Los proyectos de transformación de energía eléctrica se acogen a las normas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, así como por la Unidad de Planeamiento Minero Energético.

- **GRADO DE INCERTIDUMBRE:** El cambio en las administraciones de turno y de las políticas de la empresa podrían comprometer la realización del proyecto, ya que dependerá de la disposición que tengan las nuevas administraciones.
- **FORTALEZA:** Gran cantidad de energía eléctrica con disponibilidad para más de 10 años.

### 2.3 MARCO CONCEPTUAL

**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD:** El STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación.

**ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA:** Esta área está comprendida por las ciudades o Municipios como son: Bucaramanga, Florida, Girón y Piedecuesta.

**AUTOTRANSFORMADOR:** Es un equipo eléctrico, de construcción y características similares a las de un transformador, pero que a diferencia de éste, sólo posee un único devanado alrededor del núcleo. Dicho devanado debe tener al menos tres puntos de conexión eléctrica, llamados tomas. La fuente de tensión y la carga se conectan a dos de las tomas, mientras que una toma (la del extremo del devanado) es una conexión común a ambos circuitos (fuente y carga). Cada toma corresponde a un voltaje diferente de la fuente (o de la carga, dependiendo del caso).

**CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN:** Capacidad que tienen las subestaciones de energía eléctrica para transformar la energía y llevarla de un nivel de tensión a otro sin presentar problema el sistema eléctrico.

**COMERCIALIZACIÓN:** Conjunto de actividades desarrolladas con el fin de facilitar la venta de una mercancía o un producto.

**COSTO DE REMUNERACIÓN ANUAL:** Es el valor que reconoce la CREG por disponer de equipos para la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

**DESABASTECIMIENTO:** El crecimiento de la demanda y la falta del producto, genera este desabastecimiento de la energía eléctrica.

**DISPONIBILIDAD DE SERVICIO ENERGÉTICO:** Es tener la cantidad de energía eléctrica disponible para otorgar al los usuarios en el momento requerido.

**ESTABILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA:** Permanencia o duración en el tiempo de la energía eléctrica.

**INDUSTRIALIZACIÓN:** Aplicación de métodos o procesos industriales, también es el desarrollo del sector industrial dentro de la actividad económica de la zona.

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:** Está constituida por los elementos necesarios y a través de grandes distancias, para llevar energía generada en las centrales eléctricas hasta los puntos de consumo.

**OPERATIVIDAD:** Capacidad de producir energía y permanecer activo.

**OPORTUNIDAD:** Venta de productos de consumo a bajo precio.

**PLAN DE EXPANSIÓN:** La UPME, como entidad de planeación, realiza un estudio de los proyectos actuales y futuros, para crecer en capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica.

**PROYECTO DE NIVEL 4:** Son activos de generación y transmisión que operan con tensiones mayores de 115 kV, estos son regulados por la CREG.

**RACIONAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA:** Suspender temporalmente el suministro de energía a la comunidad de cierto sector o región.

**SERVIDUMBRE:** Derecho en predio ajeno que limita el dominio en éste y que está constituido en favor de las necesidades de otra finca perteneciente a distinto propietario, o de quien no es dueño de la gravada.

**UNIDADES CONSTRUCTIVAS:** Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica.

<b>AOM</b>	(Administración, Operación y Mantenimiento)
<b>ATR</b>	(Autotransformador)
<b>CND</b>	(Centro Nacional de Despachos)
<b>CR</b>	(Cargo de Remuneración Anual)
<b>CREG</b>	(Comisión de Regulación de Energía y Gas)
<b>CRO</b>	(Costo de incremento de Racionamiento Operativo)
<b>IPP</b>	(Indice de precio al productor)
<b>KV</b>	(Kilo Voltio)
<b>MVA</b>	(Mega Voltio-Amperio)
<b>MW</b>	(Mega Vatio)
<b>STN</b>	(Sistema de Transmisión Nacional)
<b>STR</b>	(Sistema de Transmisión Regional)
<b>UPME</b>	(Unidad de Planeación Minero-Energético)
<b>VERE</b>	(Valor Esperado de Racionamiento de Energía)
<b>VRN</b>	(Valor de reposición a nuevo)
<b>WACC</b>	(Weighted Average Cost of Capital) en español Promedio Ponderado del Costo de Capital o Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC)

## 2.4 MARCO LEGAL

### 2.4.1 Derecho Constitucional

En la Constitución Política se encuentran varios artículos que permiten saber hasta dónde se puede llegar y qué no se debe hacer. Entre ellos están:

**Artículo 79.** Es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines.

**Artículo 80.** El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.

Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

**Artículo 367.** La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

Los servicios públicos domiciliarios se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación.

La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas.

#### a. Determinación mediante leyes

**Artículo 150.** Corresponde al Congreso hacer las leyes. Por medio de ellas ejerce las siguientes funciones:

**Numeral 23.** Expedir las leyes que regirán el ejercicio de las funciones públicas y la prestación de los servicios públicos.

#### b. Proyectos de Inversión

**Artículo 343.** La entidad nacional de planeación que señale la ley, tendrá a su cargo el diseño y la organización de los sistemas de evaluación de gestión y resultados de la administración pública, tanto en lo relacionado con políticas como con proyectos de inversión, en las condiciones que ella determine.

### **c. Producción de bienes y servicios. Control**

**Artículo 78.** La ley regulará el control de calidad de bienes y servicios ofrecidos y prestados a la comunidad, así como la información que debe suministrarse al público en su comercialización.

Serán responsables, de acuerdo con la ley, quienes en la producción y en la comercialización de bienes y servicios, atenten contra la salud, la seguridad y el adecuado aprovisionamiento a consumidores y usuarios. El Estado garantizará la participación de las organizaciones de consumidores y usuarios en el estudio de las disposiciones que les conciernen. Para gozar de este derecho las organizaciones deben ser representativas y observar procedimientos democráticos internos.

**Artículo 334.** La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

### **d. Otros Artículos que intervienen: 311, 365**

**Artículo 311.** Al municipio como entidad fundamental de la división político-administrativa del Estado le corresponde prestar los servicios públicos que determine la ley, construir las obras que demande el progreso local, ordenar el desarrollo de su territorio, promover la participación comunitaria, el mejoramiento social y cultural de sus habitantes y cumplir las demás funciones que le asignen la Constitución y las leyes.

**Artículo 365.** Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.

**2.4.2 Autorizaciones.** De acuerdo al Decreto 255 de enero 28 de 2004, Artículo 5º, numerales 9 y 10, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energético) es la entidad encargada de realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector minero – energético. Así como de establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos, energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional.

En la resolución 0508 del 03 de septiembre de 2004 se crea el Comité Ambiental Minero Energético de la UPME, con el decreto 255 consagrada en el numeral 1º del artículo 5º "Establecer los requerimientos Minero-Energéticos de la población y los agentes económicos del país, en base con proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evaluación más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada"

**2.4.3 Tarifas.** Mediante la Resolución CREG 047 de 2002, se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos

unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

**2.4.4 Remuneración.** La Resolución CREG 047 de 2002, establece también la metodología para el cálculo de la remuneración y de la componente tarifaria por uso para los activos de Nivel IV.

**2.4.5 Principios que orientan el funcionamiento.** Además la ley Colombiana según resolución 082 de la CREG, por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994 limita y obliga a realizar proyectos donde se tenga claro las variables a involucrar.

Además la Ley 143 de 1994, artículo 39, establece que "los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera"

Según lo establecido en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta "los aumentos de

productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo”.

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1 REVISIÓN SISTEMÁTICA DEL TEMA**

Para la revisión del tema del presente proyecto, fue necesario realizar entrevistas con el Gerente de Transmisión y Distribución de la ESSA quien suministró información sobre las pautas para encaminar al análisis y evaluación del estudio en mención. Así mismo, se realizaron varias reuniones con el Jefe de la Unidad de Ingeniería y el Profesional de Planeamiento Técnico quienes con su amplio conocimiento brindaron varios aportes técnicos y estadísticos.

Además el Profesional de la Unidad Financiera, suministró información del WACC de la empresa e indicó que la ESSA no realiza préstamos financieros debido al WACC tan pequeño que se tiene, también el archivo donde se encuentran estos datos.

Adicionalmente se obtuvo información en la unidad de pérdidas de energía y del centro de control.

#### **3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El estudio realizado para este proyecto es de carácter cuantitativo.

#### **3.3 POBLACIÓN OBJETIVO**

Los usuarios que están conectados directa e indirectamente al autotransformador de la Subestación Bucaramanga son de tipo residencial, comercial, industrial, oficial y otros (Acueducto, Ecopetrol y Alumbrado Público). En la Tabla 6 se

observa una mayor participación en la Subestación Bucaramanga con un 38,32% de la demanda a nivel departamental.

**Tabla 6. Participación Autotransformador Subestación B/manga**

Subestación 230 / 115 kV.	Demanda de Energía en barra de 230kV		Participación (%)		Tipo de Servicio				
	2007	2008	2007	2008	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Otros
Bucaramanga	90.578,67	93.874,97	38,12	38,32	34,47%	3,04%	0,49%	0,30%	0,02%
Palos	79.246,98	80.930,66	33,35	33,04	29,72%	2,62%	0,42%	0,26%	0,02%
Termobarranca	67.798,51	70.146,93	28,53	28,64	25,76%	2,27%	0,36%	0,22%	0,02%
<b>Total</b>	<b>237.624,16</b>	<b>244.952,56</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>89,95%</b>	<b>7,94%</b>	<b>1,27%</b>	<b>0,78%</b>	<b>0,06%</b>

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

Por lo anterior, se puede definir que la instalación del autotransformador, objeto del presente estudio, va a realizar una labor de regulación para todo tipo de usuarios con su respectiva participación en cada sector.

Para la ejecución del presente proyecto se tienen en cuenta todos los usuarios del área metropolitana de Bucaramanga y los municipios que la conforman son: Bucaramanga, Floridablanca, Girón y Piedecuesta. De acuerdo a la información suministrada por la oficina de facturación de la Electrificadora de Santander, en el área metropolitana de Bucaramanga existe un número aproximado de 292.564 usuarios, entre residenciales, comerciales, industriales y oficiales.

### **3.4 TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN**

La información requerida para identificar el alcance de este proyecto fue obtenida de fuentes de información secundaria. Estas fuentes fueron: La Unidad de Planeación Minero-Energético (UPME), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), La Electrificadora de Santander S.A (ESSA), el Banco de la República,

Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC) a través de la Web.

Las fuentes de información secundaria proporcionaron datos que se relacionan a continuación:

#### **UNIDAD DE PLANEACION MINERO - ENERGETICA (UPME)**

- Plan de Expansión – Proyección de la demanda a nivel nacional
- Costo incremental operativo de racionamiento de energía

#### **COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG)**

- Marco regulatorio
- Políticas tarifarias
- Criterios definidos en el Código de Planeamiento de Expansión del STN

#### **ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.**

- Participación de los autotransformadores de 230/115 kV
- Datos estadísticos y proyecciones de la demanda
- Datos para análisis de evaluación financiera
- Información financiera 2007
- Situación actual del autotransformador de la Subestación Bucaramanga
- Plan de Expansión

#### **BANCO DE LA REPUBLICA**

- Tasa representativa del mercado

#### **SISTEMA DE INFORMACION MINERO ENERGETICO COLOMBIANO (SIMEC)**

- Precio promedio bolsa Energía Eléctrica

## 4. ESTUDIO DE MERCADO

### 4.1 DEMANDA PROYECTADA

Se emplea la proyección de demanda máxima de la Electrificadora de Santander S.A y el porcentaje de crecimiento hasta el año 2033, como referente de la vida útil del autotransformador a instalar, con el fin de conocer el crecimiento de la demanda en potencia de la ESSA, como se refleja en la Tabla 7 y en el Gráfico 3.

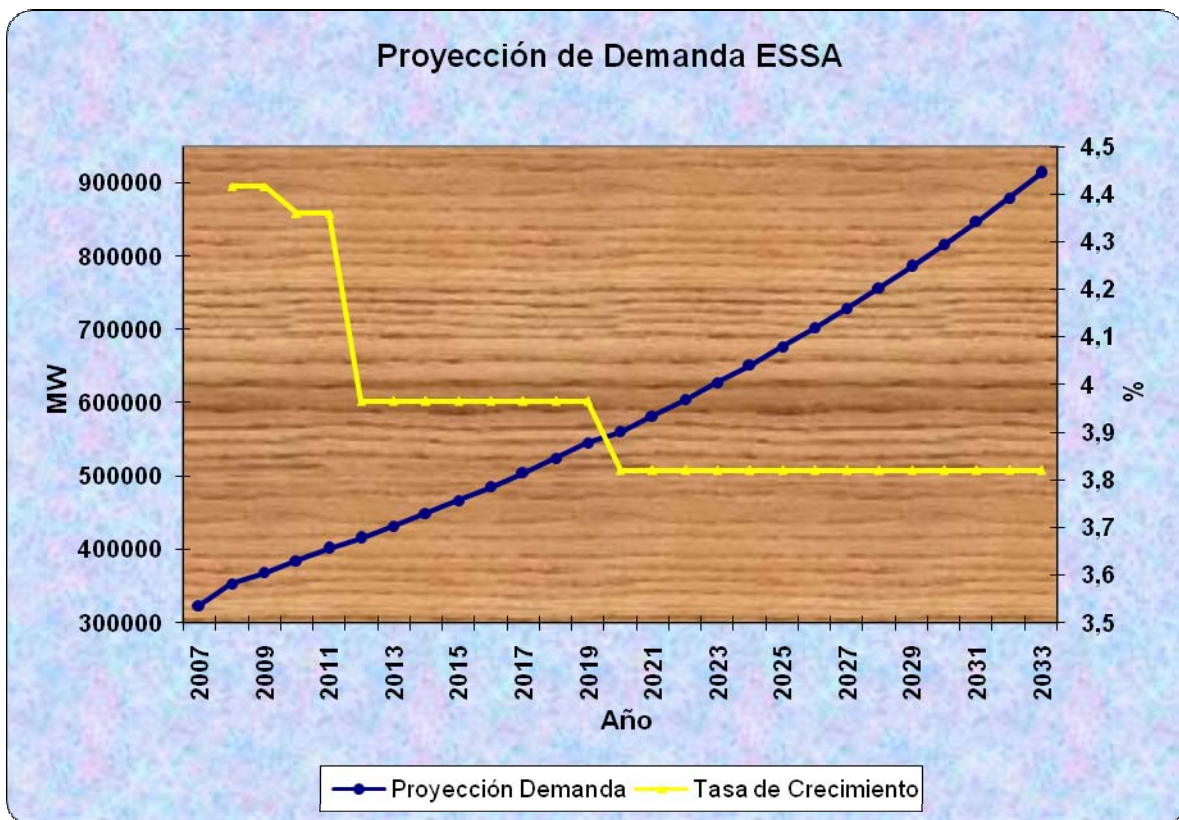
Tabla 7. Proyección de Demanda de Potencia, Escenario Medio

AÑO	MW	CRECIMIENTO (%)
2007	323.944	
2008	353.192	4,4168
2009	368.792	4,4168
2010	384.656	4,3593
2011	401.425	4,3593
2012	415.765	3,9651
2013	432.251	3,9651
2014	449.390	3,9651
2015	467.209	3,9651
2016	485.734	3,9651
2017	504.994	3,9651
2018	525.017	3,9651
2019	545.835	3,9651
2020	561.172	3,82
2021	582.609	3,82
2022	604.865	3,82
2023	627.971	3,82
2024	651.959	3,82
2025	676.864	3,82
2026	702.720	3,82
2027	729.564	3,82

AÑO	MW	CRECIMIENTO (%)
2028	757.434	3,82
2029	786.368	3,82
2030	816.407	3,82
2031	847.594	3,82
2032	879.972	3,82
2033	913.587	3,82

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

Figura 3. Proyección de Demanda Autotransformador



En la Tabla 8 se observa la demanda registrada por la Electrificadora de Santander S.A. para Diciembre de 2007, en los tres escenarios posibles, máximo, medio y mínimo. Las subestaciones que se indican en la tabla son las que se encuentran interconectadas en el nivel de tensión de 115 kV (Anexo C).

**Tabla 8. Demanda de ESSA Registrada en Diciembre 2007**

Subestación	kV	Máxima		Media		Mínima	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
BARRANCA	115	27.324	14.704	18.036	9.948	20.310	9.820
BUCARAMANGA	115	33.405	20.043	19.973	12.990	13.699	7.163
FLORIDA	115	36.580	17.805	21.650	13.474	17.990	8.764
LIZAMA	115	3.199	1.282	2.205	1.526	2.012	1.318
PALENQUE	115	83.311	47.279	55.476	42.707	39.287	24.746
PALOS	115	30.010	21.248	15.110	16.359	7.250	9.233
REAL DE MINAS	115	31.044	10.302	20.064	7.884	13.956	3.477
SAN GIL	115	27.339	13.068	12.360	9.948	9.186	6.288
SAN SILVESTRE	115	30.000	17.600	20.400	13.900	20.900	12.900
SAN ALBERTO	115	14.576	6.763	8.286	4.717	5.731	2.578
SABANA	115	7.156	3.380	4.810	2.712	2.800	1.528
<b>Total</b>		<b>323.944</b>	<b>173.474</b>	<b>198.370</b>	<b>136.165</b>	<b>153.121</b>	<b>87.815</b>

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

Así mismo, en la Tabla 9 se puede observar la demanda máxima proyectada por la Electrificadora de Santander S.A. de forma detallada para cada Subestación con un intervalo de tiempo.

**Tabla 9. Demanda Máxima Proyectada de la ESSA**

Subestación	2008		2010		2012		2020	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
BARRANCA	29.791	16.032	32.445	17.460	35.069	18.872	47.334	25.472
BUCARAMANGA	36.421	21.852	39.666	23.799	42.874	25.724	57.868	34.720
FLORIDA	39.883	19.413	43.436	21.142	46.949	22.852	63.368	30.844
LIZAMA	3.487	1.397	3.798	1.522	4.105	1.645	5.541	2.220
PALENQUE	90.833	51.548	98.927	56.140	106.927	60.681	144.322	81.902
PALOS	32.720	23.166	35.635	25.230	38.517	27.270	51.987	36.808
REAL DE MINAS	33.847	11.232	36.863	12.233	39.844	13.222	53.778	17.846

Subestación	2008		2010		2012		2020	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
SAN GIL	29.807	14.248	32.463	15.517	35.089	16.772	47.360	22.638
SAN SILVESTRE	32.709	19.189	35.623	20.899	38.504	22.589	51.970	30.489
SAN ALBERTO	15.892	7.374	17.308	8.031	18.708	8.680	25.250	11.716
SABANA	7.802	3.685	8.497	4.014	9.184	4.338	12.396	5.855
<b>Total ESSA</b>	<b>353.192</b>	<b>189.136</b>	<b>384.661</b>	<b>205.987</b>	<b>415.770</b>	<b>222.645</b>	<b>561.174</b>	<b>300.510</b>

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

A la información de las demandas dadas por ESSA para el año 2007 se le aplicó un porcentaje de crecimiento dado así:

**Tabla 10. Tasa de Crecimiento**

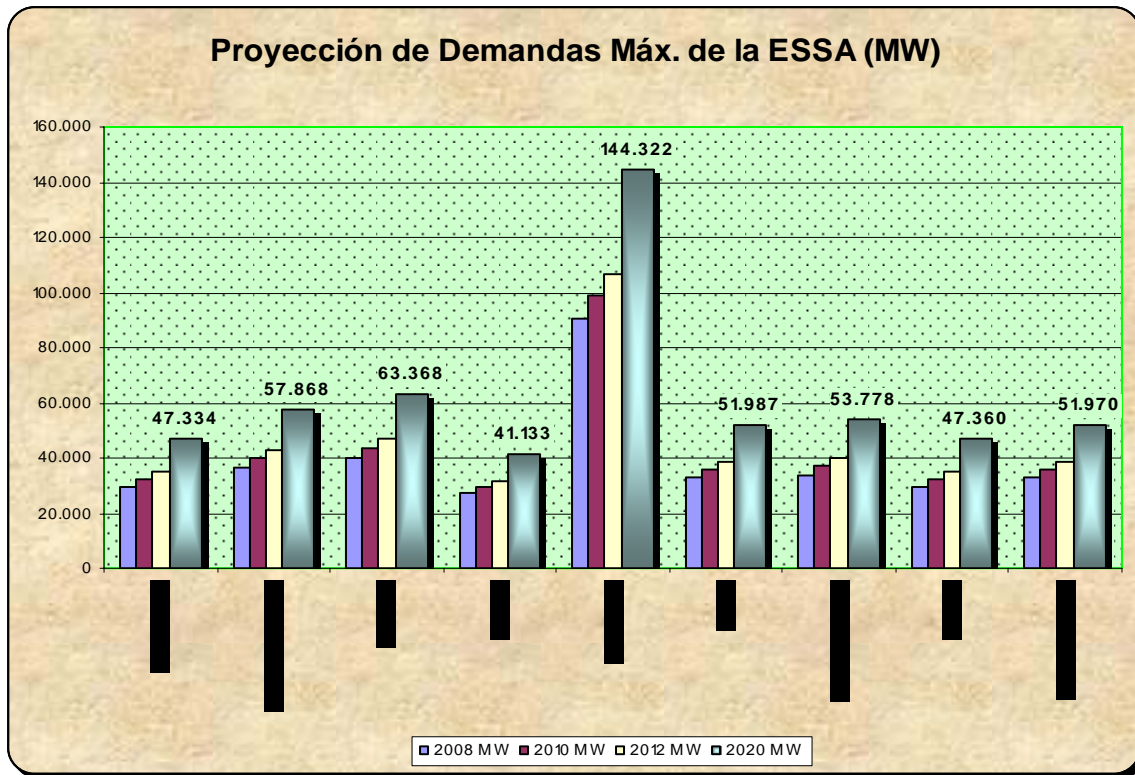
2008	2010	2012	2020
4,4168 %	4,3593 %	3,9651 %	3,82 %

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

La tasa de crecimiento baja a medida que pasan los años debido al grado de incertidumbre de la demanda que se proyecta.

Con datos estadísticos y proyecciones que entrega la Electrificadora de Santander S.A. se desagregaron las cargas de la demanda máxima para los años 2008, 2010, 2012 y 2020 como se muestra en la Gráfico 4, en la cual la Subestación Palenque refleja la demanda más alta, seguida por Florida y Bucaramanga. El autotransformador se decide colocar en la Subestación Bucaramanga y no en Palenque debido a que ya existe el espacio para la instalación del mismo con sus equipos y accesorios. Además por criterio técnico, desde la Subestación Bucaramanga distribuye la energía a todas las Subestaciones que están interconectadas por el nivel de tensión de 115 kV y ayuda a equilibrar el sistema eléctrico.

Figura 4. Proyección de Demanda Máxima Anual de la ESSA, MW



## 4.2 PRODUCTO

El producto o servicio que se ofrece es Energía Eléctrica en MegaWatio-hora (MW-h) a 115 kV., en bornes del secundario del autotransformador o salida del mismo en la Subestación Bucaramanga, el cual es un elemento fundamental en toda la comunidad.

El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de toda la sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de la economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria.

Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable - como la energía eléctrica - varía en períodos relativamente cortos de tiempo.

Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica.

#### 4.3 POLÍTICAS TARIFARIAS

La Resolución CREG 047 de 2002, establece la metodología para el cálculo de la remuneración por uso de los activos de Nivel IV, con respecto al total de la inversión. Para el presente proyecto es el autotransformador, los equipos que se requieren en las bahías y los demás accesorios.

La fórmula que permite calcular la remuneración para activos de Nivel IV (STR) es:

$$CR = CI * \frac{r}{(1 - (1 + r)^{-vt})}$$

Donde:

CR: Cargo de remuneración anual

CI: Costo de la inversión (Millones de \$)

r: Tasa de descuento 14,06%, aprobado por la CREG.

vt: Vida útil del autotransformador en años. (25)

Para la liquidación del pago de los ingresos anuales por uso de activos del Nivel IV a los comercializadores, la CREG definió dos grandes zonas o grupos de STR: uno en el que quedan contenidos los STR que operan en la Costa Atlántica y el Nordeste del país (denominado STR Norte) y otro que contiene todos los demás STR (denominado STR Centro–Sur). De acuerdo con esto, el sistema eléctrico de ESSA pertenece a la segunda zona.

## 5. ESTUDIO TÉCNICO

### 5.1 CRITERIOS

En el presente capítulo se indican algunos de los criterios definidos en el Código de Planeamiento. En síntesis, se debe cumplir con los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad para la planeación de la expansión del STN.

**5.1.1 Calidad.** El STN se planeará de tal forma que permita, en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales y los sistemas de distribución local, asegurar que:

- La tensión en las barras de carga a nivel de 230, 115 y 34.5 kV no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.

**5.1.2 Seguridad.** El STN debe planear la generación para que, entre Transportadores y Generadores - bajo la coordinación del CND - garanticen los siguientes aspectos:

- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, la máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria o dinámica.

- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación con respecto al nominal del equipo.
- En el largo y mediano plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.
- Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.

**5.1.3 Confiabilidad.** Para la evaluación de la confiabilidad del STN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos, a criterio del Transportador. El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión.

**5.1.4 Criterios Adicionales.** Adicionalmente a los criterios anteriores establecidos por el Código de Planeamiento, normalmente se ha tenido en cuenta otros criterios para la planeación de la expansión del STN que a continuación se indican, los cuales apuntan a garantizar una adecuada Calidad y Optimización del STN existente, sin caer en incumplimiento o contradicción con el Código de Redes.

- En caso de contingencia en una de las líneas o en uno de los transformadores del STN, se permite una sobrecarga de máximo el 20% en las demás líneas del STN.
- En caso de contingencia en una de las líneas o en uno de los transformadores del STN, se permite una sobrecarga de hasta el 10% en los demás transformadores del STN.

## **5.2 ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN**

Se analizaron las siguientes opciones de ampliación teniendo como base de comparación la situación en demanda máxima del año 2012 sin generación en Palenque y Palmas, con lo cual se presenta la situación característica de sobrecarga en transformadores de Palos, Barranca y Bucaramanga y de baja tensión en San Gil 115 kV, así:

- Instalar compensación capacitiva en San Gil 115 kV, considerando que en el año 2012 sin ampliación de la transformación la tensión será de 0.85 p.u.
- Ampliar la transformación en Palos 230 kV, considerando que en el año 2012 sin ampliación de la transformación de Bucaramanga, el transformador de Palos se sobrecargará en 116.69%.
- Ampliar la transformación en Barranca 230 kV, considerando que en el año 2012 sin ampliación de la transformación de Bucaramanga, el transformador de Barranca se sobrecargará en 115.76%.
- Ampliar la transformación en Bucaramanga 230 kV, el cual presentará sobrecarga de 121.97% en el año 2012.

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 11, donde el nivel de tensión en San Gil debe estar entre 0,9 y 1,1 p.u y la cargabilidad de los transformadores debe estar entre 70 y 100 de la capacidad nominal, pasándose de 100 indica que el transformador se puede estar quemando y por tal razón se deben tomar medidas para evitar un posible racionamiento de la energía eléctrica.

**Tabla 11. Resultados de Alternativas de Ampliación**

AÑO 2012 DEM. MÁX. ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN	TENSIÓN EN SAN GIL 115 kV	% DE CARGA TRANSFORMADORES		
		Palos 230 kV	Barranca. 230 kV	Bmanga. 230 kV
Sin ampliación en B/manga. 230 kV	0.85	116.69	115.76	121.97
COMPENSACIÓN San Gil 115 kV, Mvar				
40	0.98	104.42	106.75	113.30
60	1.09	101.53	102.32	107.03
70	1.14	98.10	100.18	104.36
Transformación en Palos 230 kV	0.88	76.21	98.57	94.43
Transformación en Barranca. 230 kV	0.82	117.66	79.20	122.77
Transformación en B/manga. 230 kV	0.90	88.63	96.70	78.03

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

- ✚ La alternativa con compensación en San Gil 115 kV quedaría con tensión mayor que 1.1 p.u. en este nodo y los transformadores de Bucaramanga y Barranca en sobrecarga de 104.36% y 100.18% respectivamente, o visto de otro modo, para eliminar la sobrecarga se requiere subir la tensión con compensación capacitiva en San Gil 115 kV a un valor superior a 1.1 p.u. y quedarían los transformadores a plena carga o aún en sobrecarga.
- ✚ Con la alternativa de ampliación de la transformación en Palos, la tensión en San Gil 115 kV quedaría inferior a 0.9 p.u.

- ✚ Con la alternativa de ampliación de la transformación en Barranca, solamente se soluciona la sobrecarga de su transformación, persistiendo la sobrecarga en los otros transformadores y la baja tensión en San Gil 115 kV.
- ✚ Con la alternativa de ampliación de la transformación en Bucaramanga, no se superan los límites de tensión y sobrecarga. Adicionalmente, el porcentaje de carga total de los transformadores en Bucaramanga es menor comparado con la alternativa de ampliación de la transformación en Palos.
- ✚ Por lo tanto se continúa con los diferentes análisis implementando esta alternativa de ampliación de la transformación en Bucaramanga.

### 5.3 EVOLUCIÓN DE LA CARGA DE LOS TRAFOS DE BUCARAMANGA

En la Tabla 12 se presenta la evolución de la carga de cada uno de los dos transformadores de Bucaramanga 230/115/13.2 kV en porcentaje de su capacidad nominal, para la condición normal y bajo contingencia de uno de ellos, con sensibilidad a la generación de Palenque y Palmas, en los años 2008, 2010, 2012 y 2020.

**Tabla 12. Evolución de la Carga Trafos Bucaramanga 230/115/13.8 kV, %**

Número de Trafos en B/manga	Gen. Palenque y Palmas	2008					
		Máx. H	Máx. T	Med. H	Med. T	Mín. H	Mín. T
2	Con	53.86%	53.76%	32.93%	31.09%	19.38%	20.70%
2	Sin	60.01%	59.97%	38.24%	36.34%	24.35%	25.52%
1	Con	84.09%	84.15%	50.50%	47.81%	29.64%	28.29%
1	Sin	103.04%	103.33%	58.77%	56.01%	37.29%	35.87%

Número de Trafos en B/manga	Gen. Palenque y Palmas	2010					
		Máx. H	Máx. T	Med. H	Med. T	Mín. H	Mín. T
2	Con	64.74%	63.58%	38.07%	37.25%	33.20%	32.70%
2	Sin	68.40%	67.11%	41.05%	40.14%	35.67%	38.14%
1	Con	<b>102.80%</b>	<b>100.60%</b>	58.67%	57.50%	50.10%	49.40%
1	Sin	<b>109.20%</b>	<b>106.67%</b>	63.34%	62.04%	53.90%	57.31%

Número de Trafos en B/manga	Gen. Palenque y Palmas	2012					
		Máx. H	Máx. T	Med. H	Med. T	Mín. H	Mín. T
2	Con	70.10%	68.40%	39.14%	38.28%	24.40%	22.60%
2	Sin	78.03%	77.22%	45.05%	44.14%	29.80%	27.89%
1	Con	<b>112.29%</b>	<b>111.19%</b>	60.53%	59.26%	37.36%	34.65%
1	Sin	<b>121.97%</b>	<b>125.34%</b>	69.91%	68.56%	45.73%	42.85%

Número de Trafos en B/manga	Gen. Palenque y Palmas	2020					
		Máx. H	Máx. T	Med. H	Med. T	Mín. H	Mín. T
2	Con	99.24%	99.24%	55.36%	53.85%	32.32%	48.80%
2	Sin	<b>111.06%</b>	<b>111.06%</b>	61.54%	59.60%	37.75%	53.12%
1	Con	<b>143.09%</b>	<b>143.09%</b>	85.74%	83.03%	49.41%	75.26%
1	Sin	<b>155.23%</b>	<b>155.23%</b>	95.92%	92.32%	57.87%	81.99%

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

La transformación de Bucaramanga en condiciones normales con su ampliación no se sobrecarga en demanda máxima excepto en el año 2020 si no se tiene la generación de Palenque y Palmas, caso en el cual la carga sería de 111.06% y con esta generación estaría prácticamente en su límite del 100% (con 99.24%).

## 6. IMPACTO AMBIENTAL

Los proyectos de distribución eléctrica son estratégicos para el desarrollo económico y social de áreas rurales y urbanas locales, regionales y nacionales. Por lo tanto, es necesario reducir al máximo los riesgos que se puedan generar al medio ambiente y a los seres humanos, con el fin de optimizar el uso racional de los recursos naturales.

Para la instalación del Autotransformador se deben aplicar las siguientes medidas o controles ambientales necesarios, que puedan generar un impacto ambiental.

- **NEGOCIACION DE SERVIDUMBRE**

Previo al inicio de la etapa del montaje y la instalación del autotransformador, equipos y accesorios, se realiza el proceso de negociación de servidumbre a los predios ubicados cerca de la Subestación Bucaramanga, debido al aumento del campo magnético que se genera por los dos autotransformadores. La Resolución CREG 25 de 1995 establece los anchos de servidumbre.

Para la negociación de la servidumbre se realiza:

- ✚ El censo e inventario predial.
- ✚ El acuerdo comercial o negociación entre la empresa y cada propietario de predio, la cual se realiza directamente empleando minutas de promesa de ventas, donde se consignan todos los detalles generales de la transacción como son: nombre del propietario, título de propiedad, área y mejoras a negociar, restricciones ambientales de uso del suelo y valor de la adquisición.

- **AMPLIACIÓN DEL PROYECTO EXISTENTE**

Para la instalación del segundo autotransformador se requiere adecuar el terreno existente. En este caso las actividades se verán reducidas a cimentaciones de los nuevos pórticos y obras de muy bajo impacto ambiental.

## **6.1 CONCEPTOS**

**LICENCIA AMBIENTAL:** Es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente, según lo establece la Ley 99 de 1993, el Decreto 1753 de 1994, el Decreto 2150 de 1995, la Resolución 655 de 1996. La cual se obtiene mediante acto administrativo, a una persona natural o jurídica, para la ejecución de proyectos, obras o actividades, que causan deterioro grave a los recursos naturales renovables, al medio ambiente y al paisaje.

**DIAGNÓSTICO DE ALTERNATIVAS:** “Tiene como objetivo suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones, que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad, con el fin de optimizar y racionalizar el uso de los recursos ambientales y evitar o minimizar los riesgos, efectos e impactos negativos que puedan provocarse”.

Artículo 18 del Decreto 1753 de 1994. Requieren DAA<sup>3</sup> las líneas nuevas de transmisión de tensión  $\geq$  a 220 kV. , con sus módulos y equipos de conexión.

---

<sup>3</sup> Las empresas podrán justificar ante el Ministerio del Medio Ambiente la no necesidad del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, cuando la susceptibilidad ambiental de la zona es muy baja y garantizando una óptima selección de ruta, que integre criterios técnicos y ambientales.

**ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL:** “Es un instrumento para la toma de decisiones y para la planificación ambiental, exigido por la autoridad ambiental para definir las correspondientes medidas de prevención, corrección, compensación y mitigación de impactos y efectos negativos de un proyecto, obras o actividad”. Artículo 22 del Decreto 1753 de 1994. Requieren EIA las líneas nuevas de transmisión, de tensión  $\geq$  a 220 kV. Con sus módulos y equipos de conexión.

NOTA: Todo proyecto de Transmisión de Energía debe inscribirse ante el Ministerio del Medio Ambiente.

## **6.2 DESCRIPCIÓN DE IMPACTO EN SUBESTACIONES**

**GENERACION DE EXPECTATIVAS:** La inserción de un proyecto en una región genera expectativas (curiosidad, interés, temor o rechazo) en los pobladores localizados en el área de influencia de dichos proyectos, referidas a la adquisición de servidumbre, a la contratación de mano de obra, a los impactos del proyecto, al cumplimiento de los acuerdos del Plan de Manejo Ambiental – PMA- y a los posibles beneficios que les pueda traer el proyecto.

**GENERACION DE MOLESTIAS A LA COMUNIDAD:** El diseño, construcción y operación de los proyectos, genera molestias a las comunidades residentes en el área de influencia de las obras, motivada por los daños que se puedan causar en la infraestructura y mejoras de las propiedades, congestión o interrupción temporal de accesos, aparición o incremento de tráfico vehicular, ruido, polvo y tensión por la presencia de personal ajeno a la zona con lo cual se altera la cotidianidad de las comunidades.

**GENERACION TEMPORAL DE EMPLEO:** Es el requerimiento de mano de obra temporal en la construcción y operación de las líneas de transmisión y

subestaciones. Generalmente es un impacto positivo porque disminuye transitoriamente el índice de desempleo.

**DAÑOS A LOS ACCESOS:** El incremento en el tránsito de vehículos y animales de carga, durante todas las etapas del proyecto, principalmente en las vías destapadas sin afirmado durante la etapa de construcción, puede generar alteraciones en el desarrollo normal de las actividades cotidianas propias de los habitantes de la región.

**DESPLAZAMIENTO DE FAMILIAS:** La construcción de subestaciones genera incompatibilidades para la permanencia de viviendas y familias en el predio donde esta se vaya a localizar.

Esta situación conlleva el desplazamiento involuntario de familias, lo cual puede ocasionar cambios en sus formas de adaptación económica y cultural.

**DESPLAZAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA:** La construcción de subestaciones genera incompatibilidades para la permanencia de infraestructura comunitaria (escuelas, puestos de salud, placas polideportivas o centros recreativos, tiendas comunitarias y en general espacios de interacción social), en el predio donde esta se vaya a localizar.

Esta situación genera alteraciones sociales y económicas a las familias y a las comunidades debido a la pérdida temporal o definitiva de servicios sociales comunitarios.

**GENERACION DE RADIO INTERFERENCIAS E INDUCCIONES ELECTRICAS:** Consiste en la interferencia no deseada en la banda de comunicaciones de radiofrecuencia (ondas de radio), ocasionadas por las descargas del efecto corona en una línea de transmisión. Las inducciones eléctricas pueden causar a personas o animales, descargas de corriente al contacto con objetos metálicos

inducidos por la cercanía a las líneas de transmisión en operación, como consecuencia del campo eléctrico generada por éstas.

**MODIFICACION DEL USO DEL SUELO:** La presencia de las subestaciones modifica el uso del suelo donde estas se localizan, debido al campo magnético generado por el aumento de la capacidad de transformación.

**ALTERACION DEL PAISAJE:** Es un cambio visible de los paisajes naturales y culturales, ocasionado por la inserción de líneas y subestaciones o por los cambios topográficos y del uso de los suelos asociados a éstas.

**AFECTACION A COMUNIDADES FAUNISTICAS:** Es la afectación a fauna silvestre por:

- Alteración y disminución de hábitats por afectación de la matriz de vegetación.
- Incremento en la cacería sobre especies de valor comercial por parte del personal vinculado al proyecto.
- Aumento de accidentalidad debido a la intensificación del tráfico vehicular.
- Muerte de individuos de especies consideradas venenosas.
- Dispersión o fuga de algunos individuos debido al incremento del ruido.
- Colisión de avifauna con los conductores o cable de guarda.
- Intrusión a las instalaciones de la Subestación de algunas aves, mamíferos (ardillas, ratas), reptiles (culebras), anfibios, etc., los cuales se electrocutan al entrar en contacto con equipos energizados. Además, pueden afectar la

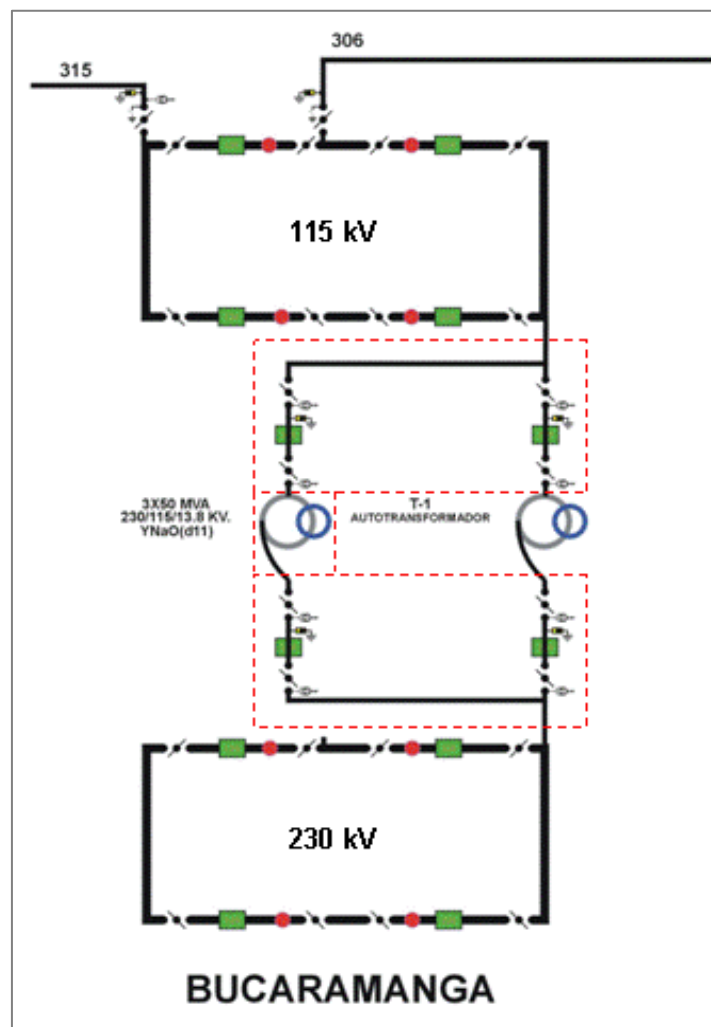
operación eléctrica causando: apagones, incendios, daños en equipos y riesgos físicos para el personal.

## 7. ESTUDIO FINANCIERO

### 7.1 ELEMENTOS DE COSTOS Y GASTOS

La Electrificadora de Santander tiene prevista la conexión en paralelo del autotransformador existente con el del proyecto en estudio, como se ilustra en el unifilar de la Figura 1, puesto que la transformación actual está conectada directamente a las salidas de los anillos a 230 kV y 115 kV. Con la ampliación se requiere adicionar los equipos de conexión señalados con línea punteada, requiriéndose la adición de cuatro bahías de transformación (dos en 230 kV y dos en 115 kV) en configuración de barra sencilla tipo convencional.

Figura 5. Unifilar de la Ampliación de la Transformación



## 7.2 INVERSION

### 7.2.1 Índices Utilizados en Evaluación

Tabla 13. Índices Utilizados

IPP Diciembre 01	127,58
IPP Junio 08	177,12
Conversión a \$ Jun. 2008	
Resolución 082/02	1,38830538

Vida útil:	25 años
AOM:	2,00%
Tasa Nivel 4:	14,06%

**7.2.2 Costo de Unidades Constructivas S/E Bucaramanga, M\$.** Con base en la Resolución CREG 082 de 2002, se tienen los costos de unidades constructivas, como se refleja en la Tabla 14, tomando como referencia los costos unitarios de equipos de subestación y de transformación necesarios para la conexión de la transformación.

Tabla 14. Costo de unidades constructivas

Kv	Activo	Descripción	Unidad Constructiva	Costo Unitario cifras reales	Costo Unitario x IPP	Cantidad	Inversión M\$ Jun 08
230	Bahía trafo.	Trafos 1 y 2	N5S3	1.491.722.380	2.070.966.201	2	4.142
115	Bahía trafo.	Trafos 1 y 2	N4S2	619.297.000	859.773.355	2	1.720
230/115/13.8	Autotransfo.	TR 3*50 MVA	N5TC7	6.000.000.000	8.329.832.262	1	8.330
TOTAL							14.191

**7.2.3 Cargo de Remuneración Anual (CR).** Es el valor que se recibirá anualmente por tener estas unidades constructivas a disposición del STN.

**Tabla 15. Costo de remuneración anual (CR)**

Total Inversión=	14.191
Total AOM=	283,83
Gran Total=	14.475
CR=	<b>2.114,05</b>

El cargo de remuneración anual es de M\$ \$ 2,114.05 que corresponde al total de la inversión más el AOM del 2% del costo de inversión, aplicando una tasa de 14.06% y vida útil de 25 años, como lo indica la fórmula del numeral 4.3 Políticas tarifarias.

### **7.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de transmisión y distribución corresponden a pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

#### **7.3.1 Caracterización de las pérdidas**

- **PERDIDAS TECNICAS:** Son las relacionadas con los equipos y elementos instalados o conectados al sistema eléctrico. Se pueden presentar durante el transporte de energía, la cual se va perdiendo desde la central eléctrica hasta cada hogar de la ciudad por resistividad y capacitancia

**Resistividad:** Que provoca que la corriente eléctrica no llegue con la misma intensidad debido a la oposición que presenta el conductor al paso de la corriente. La resistencia que ofrece el cable depende de su:

- Diámetro o área de la sección transversal. La conductividad disminuye al disminuir el grosor del cable (a mayor diámetro, menor número del cable).

- Material con que está hecho.
- Longitud. La conductividad de un cable es inversamente proporcional a la longitud y la resistencia es directamente proporcional a la longitud.
- Cambios de temperatura que sufre. Al paso de la corriente, la resistividad se ve incrementada ligeramente al aumentar su temperatura.

**Capacitancia:** Porque a medida que se transfiera más carga al conductor, el potencial del conductor se vuelve más alto, lo que hace más difícil transferirle más carga. El conductor tiene una capacitancia determinada para almacenar carga que depende del tamaño y forma del conductor, así como de su medio circundante.

- **PERDIDAS NO TECNICAS:** Son las relacionadas con los hurtos, los fraudes, las conexiones irregulares entre otras.

### 7.3.2 Reducción en Pérdidas de Energía

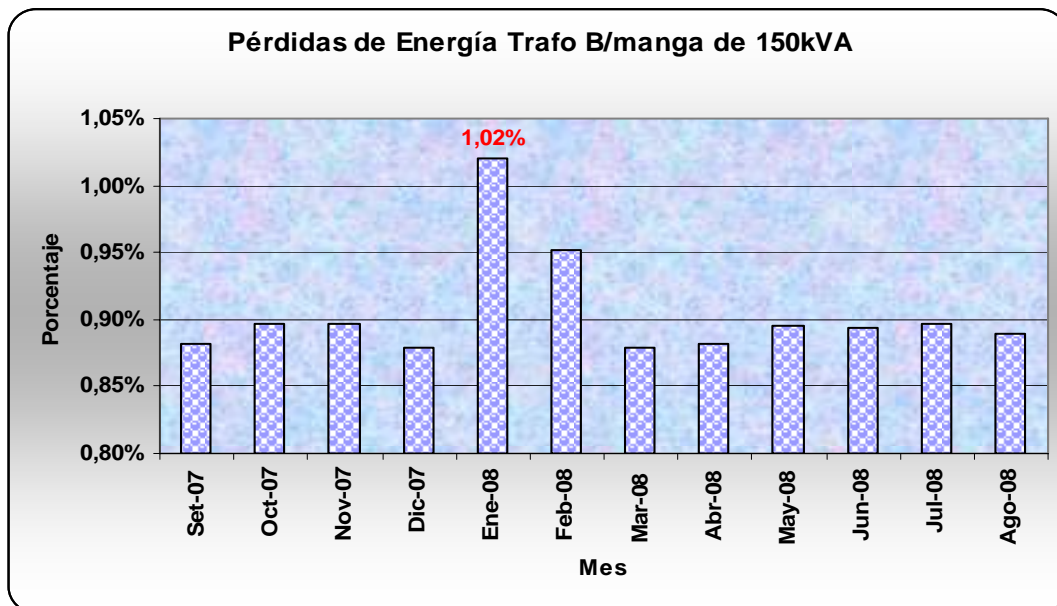
De acuerdo a los datos suministrados por la Electrificadora de Santander S.A. se observa en la Tabla 16 las pérdidas de energía del autotransformador de la Subestación Bucaramanga y además se ve la Gráfico 5 el porcentaje de pérdida de energía del autotransformador existente. Con estos datos se realiza la proyección de pérdidas de energía para los años de vida útil del autotransformador objeto del presente proyecto.

**Tabla 16. Pérdidas de Energía del Autotransformador de B/manga**

Mes	Energía Activa (kW-h)			
	Entrada (230 kV.)	Salida (115 kV.)	Diferencia	Porcentaje
<b>Set-07</b>	59.540.838,00	59.015.500,99	525.337,01	0,88%
<b>Oct-07</b>	61.618.326,00	61.066.150,96	552.175,04	0,90%
<b>Nov-07</b>	60.268.782,00	59.728.662,00	540.120,00	0,90%
<b>Dic-07</b>	63.409.332,00	62.852.244,00	557.088,00	0,88%
<b>Ene-08</b>	60.430.440,00	59.814.216,00	616.224,00	1,02%
<b>Feb-08</b>	58.781.184,00	58.221.870,00	559.314,00	0,95%
<b>Mar-08</b>	60.853.506,00	60.318.510,00	534.996,00	0,88%
<b>Abr-08</b>	60.651.486,00	60.116.364,00	535.122,00	0,88%
<b>May-08</b>	63.056.994,00	62.492.808,00	564.186,00	0,89%
<b>Jun-08</b>	58.218.090,00	57.697.500,00	520.590,00	0,89%
<b>Jul-08</b>	61.473.972,00	60.922.638,00	551.334,00	0,90%
<b>Ago-08</b>	61.622.484,00	61.074.888,00	547.596,00	0,89%
<b>PROMEDIO</b>	<b>60.827.119,50</b>	<b>60.276.779,33</b>	<b>550.340,17</b>	<b>0,90%</b>

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

**Figura 6. Pérdida de Energía en porcentaje del Autotransformador de B/manga**



**Tabla 17. Ahorro por pérdida de Energía Autotransformador Bucaramanga**

Descripción	Valores
<b>Pérdida Energía Autotransformador B/manga / año (kW-h)=</b>	550.340,17
<b>Precio promedio Bolsa \$ / kW-h=</b>	\$ 83,83
<b>Costo por pérdidas de Energía / año</b>	\$ 46.135.016
<b>Ahorro de pérdida de Energía con Proyecto=</b>	<b>\$ 23.067.508</b>

Como se observa en la Tabla 17 se presentan pérdidas de energía por el Autotransformador existente en la Subestación Bucaramanga, las cuales generan costos por valor de \$ 46.135.016,00 debido a las pérdidas dadas en el período de Septiembre de 2007 a Agosto de 2008 con el precio promedio de Bolsa del kW-h (Anexo B). Por criterio técnico al instalar el autotransformador existente con el del proyecto en estudio en paralelo se ahorra la mitad, o sea deja de perder la mitad de la energía. Este valor es insignificante comparado con el valor de la inversión, lo que indica que con esto no se recupera lo invertido.

La demanda crece año a año y por tal razón se aumentan las pérdidas de energía en forma proporcional a la misma. Para el estudio financiero del presente proyecto se tomo el criterio de un aumento del 3,82 % según la Tabla 10 “Tasa de Crecimiento”, que es el caso más desfavorable, ya que son datos estadísticos de la ESSA y por el grado de incertidumbre que se presenta.

#### **7.4 RACIONAMIENTO ESPERADO**

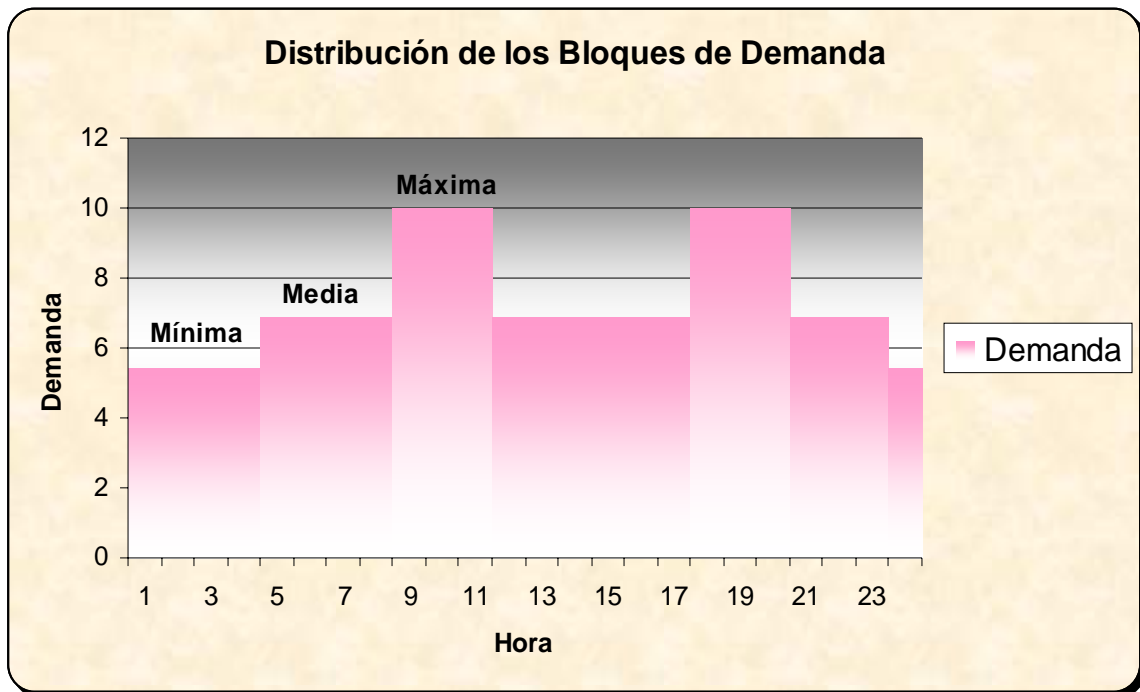
En la tabla 18 se indica la distribución de los bloques de demanda considerados en la evaluación de las pérdidas y del VERE.

**Tabla 18. Distribución de los bloques de demanda**

Bloque de Demanda	Período	Horas/día	%	Horas/año
Máxima	9 a 12 h	6	25%	2190
	18 a 21 h			

Bloque de Demanda	Período	Horas/día	%	Horas/año
Media	4 a 9 h	13	54,17%	4745
	12 a 18 h			
	21 a 23 h			
Mínima	0 a 4 h	5	20,83%	1825
	23 a 24 h			
<b>Total</b>	0 a 24 h	24	100%	<b>8760</b>

Figura 7. Distribución Horaria de los Bloques de Demanda



Se calculó para cada año el valor esperado de racionamiento de energía (VERE) el cual tiene dos componentes:

- Racionamiento por cargabilidad para el cual se definió la máxima carga permanente del autotransformador con 100%.

- Racionamiento por indisponibilidad para el cual de acuerdo con el consolidado histórico de apertura por mantenimiento reportado por ESSA del transformador existente 150 MVA 230/115/13.8 kV, presentado en la Tabla 19, se determinaron los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica obteniéndose un promedio anual de horas fuera de servicio del transformador de 8.25 h/año (indicador DES) y una frecuencia de 2.285714 salidas/año (indicador FES).

**Tabla 19. Estadísticas e Indicadores de Falla del Autotransformador**

ESSA Evento	Fecha Ocurrencia	Fecha Finalización	Causa	Disponibilidad	DES Duración, h	FES Eventos
ESS002859	Ago/20/2006		Evndisponibilidad	100.00	0	
ESS002865	Ago/21/2006		Evndisponibilidad	100.00	0	
ESS002864	Ago/21/2006	Ago/21/2006	InsProgramaMtto	0.00	10	1
ESS002858	Ago/20/2006	Ago/20/2006	InsProgramaMtto	0.00	10	1
ESS003332	Mar/03/2007	Mar/03/2007	InsProgramaMtto	100.00	0	
ESS003367	Mar/18/2007	Mar/18/2007	InsCnsgEmergencia	0.00	3	1
ESS003371	Mar/18/2007		Evndisponibilidad	100.00	0	
ESS003728	Ago/12/2007	Ago/12/2007	InsProgramaMtto	0.00	10	1
ESS003730	Ago/12/2007		Evndisponibilidad	100.00	0	
<b>Meses de estadística</b>	<b>21 (Período: Ene/01/2006 hasta Sep/10/2007)</b>			<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>4</b>
<b>Indicadores</b>					<b>8.25</b>	<b>2.285714</b>
					Promedio, h	Salidas/año

Fuente: Electrificadora de Santander S.A

Con estos indicadores se obtienen las probabilidades de tener uno o dos transformadores fuera de servicio, para determinar el racionamiento por indisponibilidad así:

- Probabilidad de tener un ATR fuera de servicio: 0.002152642
- Probabilidad de tener dos ATRs fuera de servicio: 4.63387E-06

De acuerdo con el VERE en porcentaje de la demanda de energía para cada año, se aplicaron los costos CRO de la Tabla 20 que indica el costo incremental operativo de racionamiento de energía dado por la UPME.

**Tabla 20. Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, \$/kWh**

<b>\$/kWh</b>	<b>Aplica para</b>	<b>CRO1</b>	<b>CRO2</b>	<b>CRO3</b>
Julio 31-2008	Ago-08	<b>587,54</b>	<b>1.065,31</b>	<b>1.868,20</b>
% racionado de la demanda de energía del SIN	-	0 a 1.5%	1.5% a 5%	5% a 10%

Fuente: UPME

La Tabla 20 muestra el valor del perjuicio del usuario en caso de un racionamiento, para el proyecto se asume el valor de \$ 587,54 como caso más pesimista, lo que la empresa deja de vender, más la multa por indisponibilidad debido a que la ESSA se encuentra en el rango de 0% a 1,5% de lo racionado de la demanda de energía del SIN.

**Tabla 21. Ahorro por racionamiento**

<b>Descripción</b>	<b>Valores</b>
<b>Horas / año</b>	8.760
<b>Horas de racionamiento / año</b>	18,86
<b>Demanda energía kW-h un año 2007-2008</b>	60.276.779
<b>Demanda energía kW-h en 18,86 horas / año</b>	129.754
<b>Costo por multa e indisponibilidad / kW-h</b>	\$ 587,54
<b>Costo por racionamiento en el año</b>	<b>\$ 76.235.852,88</b>

En la tabla 21 se observa el costo por racionamiento en el año del autotransformador existente en la Subestación Bucaramanga. Este análisis se dio con la demanda de energía ocurrido en el período comprendido entre Septiembre de 2007 y Agosto de 2008 equivalente a 8.760 Horas/año de trabajo continuo del autotransformador, por tal razón se haya la demanda de energía para las 18,86 horas/año de racionamiento. Este valor es mínimo comparado con el valor de la inversión, lo que indica que con esto no se logra recuperar lo invertido.

## **7.5 FLUJO DE CAJA**

El Flujo de Caja presenta la inversión, los ingresos y los egresos que se generan para la instalación del autotransformador y durante la vida útil del mismo como se observa en la Tabla 22. En el flujo de caja se tiene en cuenta una disminución de compensación del 5% del valor del ingreso anual cada cinco años hasta el 2020, con el fin de no colocar bancos de condensadores para mejorar los niveles de tensión que sean menores de 0.9 p.u. Se supone que a partir de ese año el autotransformador no generaría esta disminución porque para esa fecha el crecimiento de la demanda ha aumentado tanto que el nivel de tensión sería inferior a 0.9 p.u. y se hace necesario instalar bancos de condensadores para equilibrar el sistema.

Además se reflejan Gastos Generales correspondientes al 50% del valor que reconoce la CREG en AOM, ya que la nueva administración de la Gerencia de Transmisión y Distribución lo estableció como política en le empresa.

Los datos consignados en el Gráfico 7 están dados en millones de pesos (M\$), éste muestra la inversión en el año cero y los ingresos anuales recibidos durante los 25 años de vida útil del autotransformador, por tal razón se obtiene un VPN de M\$ 6.747,91 con una tasa de oportunidad de 8,67%; además se tiene una TIR de

14,22%, en la relación beneficio costo (B/C) se tiene un valor de 1,49 y el tiempo de recuperación de la inversión es de 10 años y 8 meses.

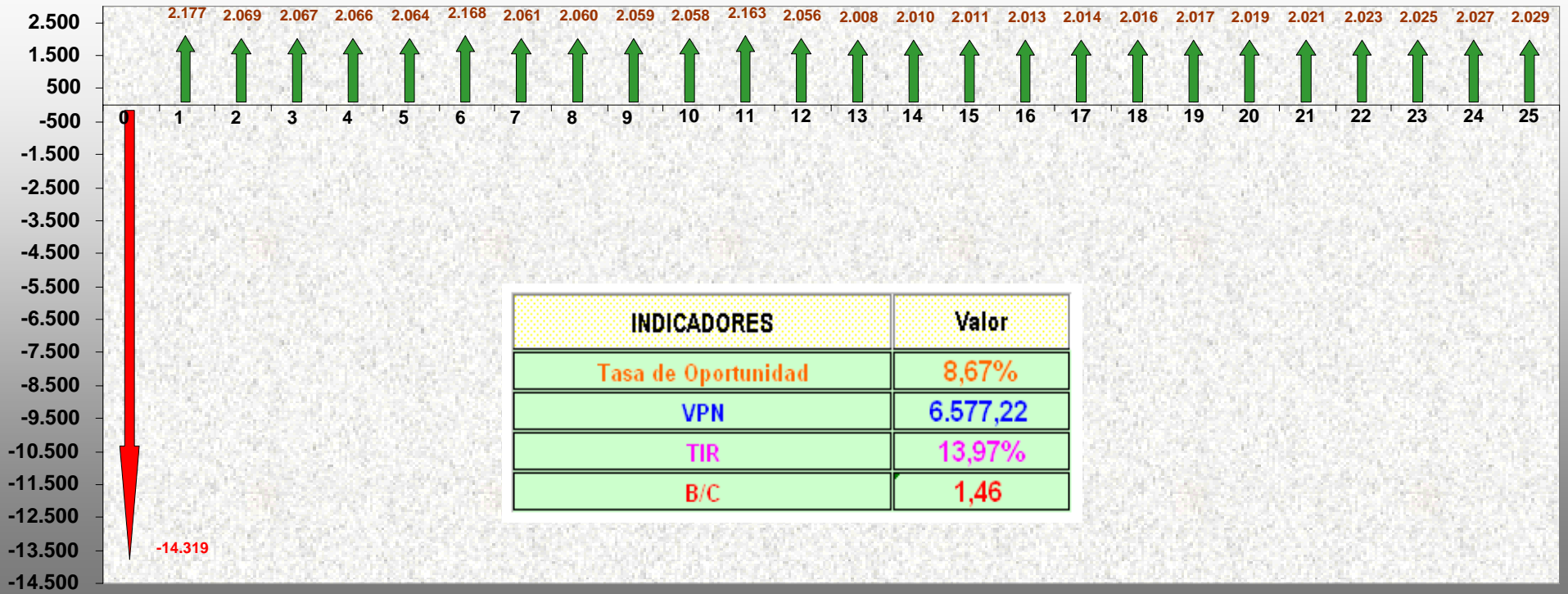
Como se nota en los indicadores anteriores dados por el flujo de caja el proyecto es viable financieramente, debido a que se tiene un VPN positivo y de un valor considerable, lo cual representa lo que está quedando de utilidad después de entregar anualmente la tasa de oportunidad, la Tasa Interna de Retorno también es positiva y por encima de la tasa de oportunidad en un 63,97%, además la relación (B/C) es mayor que uno (1) indicando que el Beneficio es mayor que el Costo, visto de otra forma el beneficio es el 149% del costo.

Tabla 22. Flujo de caja

VARIABLES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
<b>Ingresos</b>																												
Ingreso por Remuneración Anual		2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	2114	
Ahorro Pérdidas Técnicas		23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	34	35	36	38	39	40	42	44	45	47	49	51	53	55	57		
Disminución de Compensación (5%)		106					106					106																
Ahorro por Racionamiento		76	73	70	68	65	63	60	58	56	54	51	50															
<b>Total Ingresos Operacionales</b>		<b>2319</b>	<b>2211</b>	<b>2209</b>	<b>2207</b>	<b>2206</b>	<b>2310</b>	<b>2203</b>	<b>2202</b>	<b>2201</b>	<b>2200</b>	<b>2305</b>	<b>2198</b>	<b>2150</b>	<b>2152</b>	<b>2153</b>	<b>2155</b>	<b>2156</b>	<b>2158</b>	<b>2159</b>	<b>2161</b>	<b>2163</b>	<b>2165</b>	<b>2167</b>	<b>2169</b>	<b>2171</b>		
<b>Egresos</b>																												
<b>Costos de Inversión</b>																												
<b>Transformador, equipos y accesorios</b>																												
Bahía Trafo a 230kV.	4142																											
Bahía Trafo a 115kV.	1720																											
Autotransformador 3x50MVA	8330																											
<b>Subtotal</b>	<b>14191</b>																											
<b>Otros costos Inversión</b>																												
Negociación Servidumbre	128																											
<b>Subtotal Costos de Inversión</b>	<b>14319</b>																											
<b>Gastos de AOM</b>																												
Gastos generales de AOM (50%)		142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	
<b>Total Costos Efectivos Directos</b>		<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	
<b>Flujo del Proyecto</b>	<b>-14319</b>	<b>2177</b>	<b>2069</b>	<b>2067</b>	<b>2066</b>	<b>2064</b>	<b>2168</b>	<b>2061</b>	<b>2060</b>	<b>2059</b>	<b>2058</b>	<b>2163</b>	<b>2056</b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2019</b>	<b>2021</b>	<b>2023</b>	<b>2025</b>	<b>2027</b>	<b>2029</b>		

Figura 8. Diagrama del Flujo de Caja

## FLUJO DE CAJA



## 7.6 SITUACIÓN FINANCIERA

En el Gráfico 8 se observa que la Electricidad de Santander S.A desde el año 2003 viene reduciendo las deudas ante terceros y entidades financieras, para este tiempo el efectivo generado por las operaciones le permite mantener la empresa, además el WACC de la empresa es de 8,67%, una tasa muy pequeña comparada con la tasa de interés de una entidad financiera, por tal razón no sería rentable prestar y pagar unos puntos por encima del WACC.

Figura 9. Evolución Deuda Financiera



Fuente: Electricidad de Santander S.A

## 7.7 SENSIBILIDAD

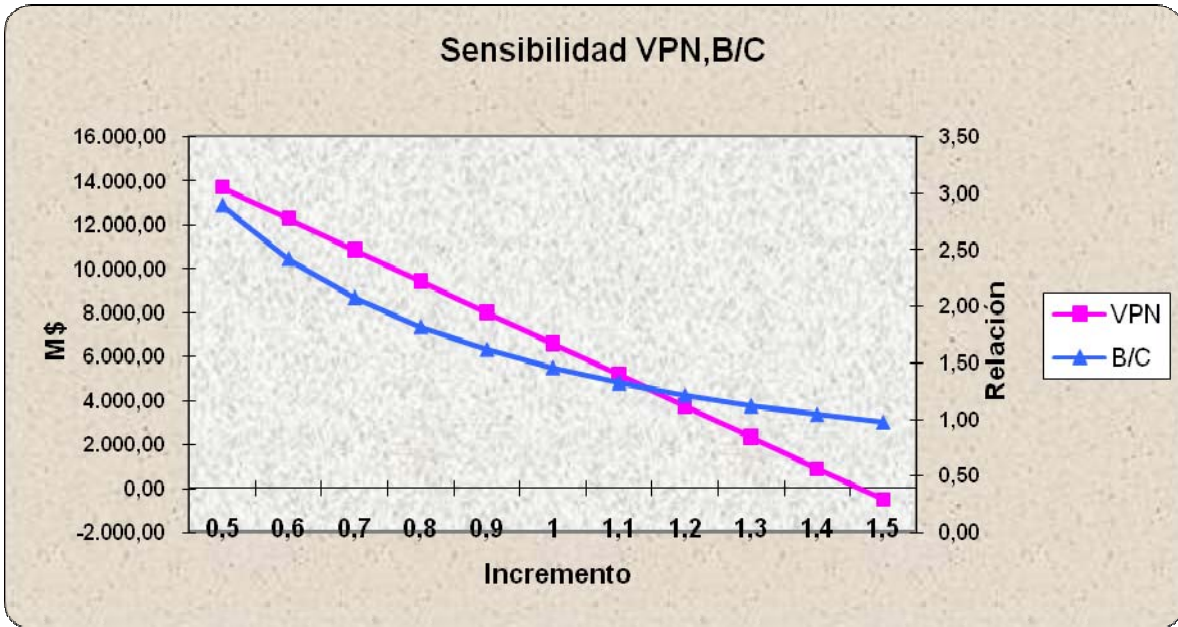
El proyecto se sensibiliza con la variación del dólar debido a que el autotransformador, equipo y accesorios, son adquiridos en el exterior por razones de calidad, confiabilidad y garantías que estos presentan por sus características.

En el Gráfico 9 se refleja la sensibilidad entre el Valor Presente Neto y la Relación Beneficio / Costo, donde se observa que el dólar puede incrementar hasta un 40% de \$2.271,98, precio con el cual se analizó el costo de inversión y costo de remuneración anual, de acuerdo a los indicadores de la Tabla 23.

**Tabla 23. Respuesta a los Indicadores Financieros al variar la TRM**

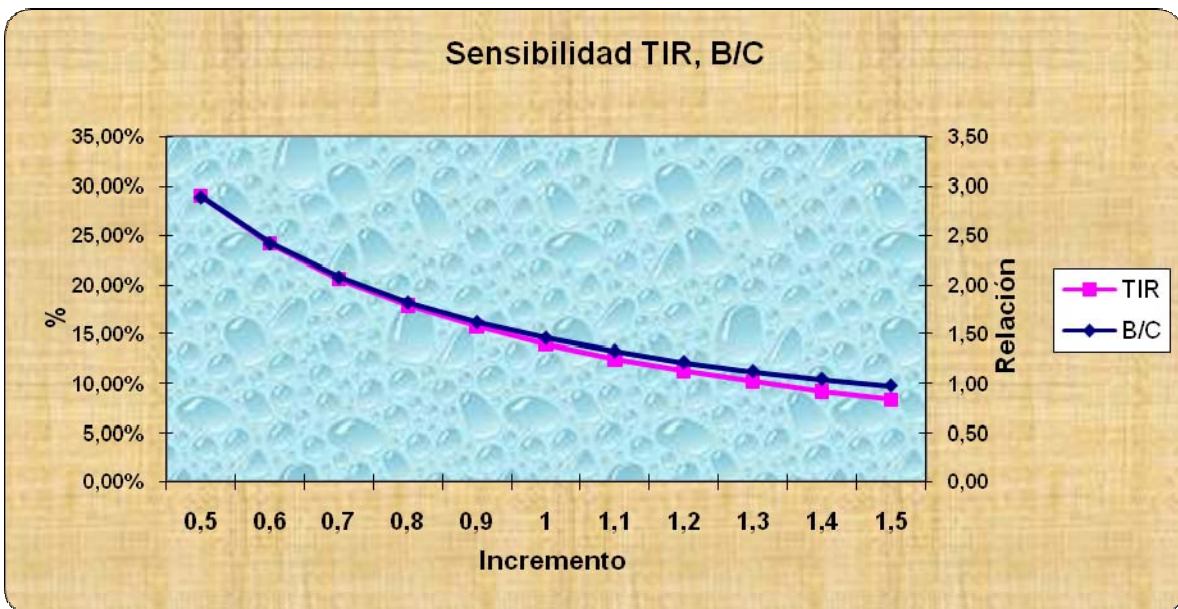
Incremento	VPN	TIR	B/C
0,5	13.672,87	28,97%	2,89
0,6	12.253,74	24,10%	2,42
0,7	10.834,61	20,56%	2,08
0,8	9.415,48	17,87%	1,82
0,9	7.996,35	15,72%	1,62
1	6.577,22	13,97%	1,46
1,1	5.158,09	12,51%	1,33
1,2	3.738,96	11,26%	1,22
1,3	2.319,82	10,17%	1,12
1,4	900,69	9,22%	1,05
1,5	-518,44	8,37%	0,98

Figura 10. Sensibilidad VPN y Relación Beneficio / Costo



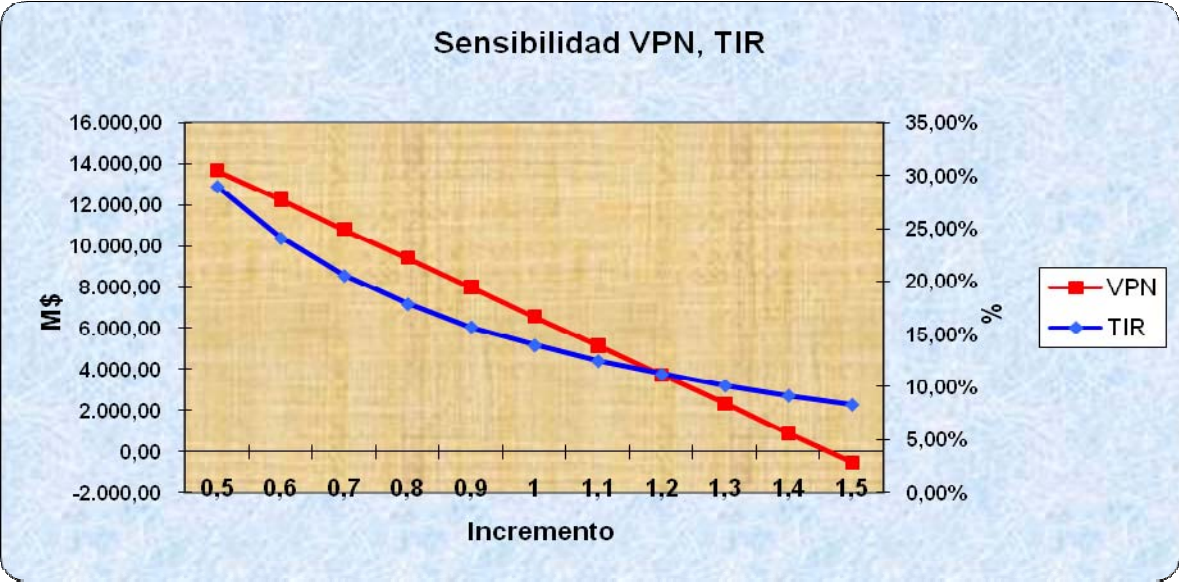
El Grafico 10 muestra la Tasa Interna de Retorno y la Relación Beneficio / Costo, las cuales tienen aproximadamente la misma tendencia en relación con el aumento del dólar.

Figura 11 Sensibilidad Tasa Interna de Retorno y Relación Beneficio / Costo



Si el dólar alcanzara un incremento del 50% sobre el valor base para el estudio del proyecto (\$2.271,98) el Valor Presente Neto sería negativo y la Tasa Interna de Retorno estaría por debajo de la Tasa de Oportunidad o WACC de la Electrificadora de Santander S.A., como se refleja en el Gráfico 11.

Figura 12. Sensibilidad Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno



## CONCLUSIONES

La inversión que se requiere para la ampliación de la transformación de la energía eléctrica en la Subestación Bucaramanga es de M\$14.319, con los cuales se adquiere el autotransformador, sus equipos asociados y accesorios, al igual que el acuerdo comercial por pago de servidumbre con un valor de M\$128.

Para poder mantener en operación el sistema de transformación de la energía eléctrica se requiere de un mantenimiento (AOM) por valor de \$M142, los cuales representan el 50% del valor que reconoce la CREG equivalente al 2% del valor de la inversión inicial del proyecto. Además se presentan pérdidas de energía técnicas por un valor de M\$46 con el autotransformador existente. Con la instalación en paralelo del nuevo autotransformador estas pérdidas se reducen a la mitad y por tal razón generan un ahorro del 50%.

Por disponer de equipos e infraestructura que ayudan a dar estabilidad, confiabilidad y continuidad en la transmisión de energía eléctrica al Sistema de Transmisión Nacional, la CREG establece la metodología para el cálculo de la remuneración anual, valor que en el presente proyecto es de M\$2.114.

Realizados los diferentes estudios, necesarios para dar un diagnóstico que permita identificar las diferentes variables que pueden intervenir en la implantación del proyecto, se comprobó la viabilidad que tiene la instalación del autotransformador en la Subestación Bucaramanga tanto en la parte técnica, como en la parte financiera, ya que es un proyecto que genera beneficio a todos los usuarios y utilidad después de recuperar la inversión.

La evaluación financiera comprobó que el proyecto económicamente genera rentabilidad, al arrojar una TIR de 13,97% comparada con una tasa de oportunidad

del 8,67%, un VPN de M\$6.577,22 y una relación Beneficio / Costo de 1.46, lo cual verifica la efectividad de la propuesta.

Con la ejecución y puesta en marcha del presente proyecto, se garantiza estabilidad en el SIN, así como al Sistema de Transmisión Regional debido a que todas las subestaciones que están interconectadas por el nivel de tensión de 115 kV. mejoran sus niveles de tensión, encontrándose en el rango permitido de 0,9 a 1,1 p.u, además se benefician porque el autotransformador que se instala en la subestación Bucaramanga contribuye en gran parte a transmitir energía eléctrica por toda la red de 115 kV. y a su vez descargando las subestaciones como en Palenque, Florida y Real de Minas quienes en la actualidad presentan altos índices de cargabilidad.

A pesar que los equipos necesarios para aumentar la capacidad de transformación son importados, el proyecto no es afectado por la Tasa Representativa del Mercado, esto gracias a las políticas de la CREG, que garantizan un costo de remuneración anual, con el cual puede aumentar el dólar hasta en un 40% y no afecta la viabilidad del proyecto.

Se comprobó que el proyecto es rentable sin necesidad de apalancamiento financiero ya que el WACC de la Electrificadora es de 8,67% y menor que la tasa de interés bancaria que es de 30,52% efectivo anual, por tal razón, no es recomendable endeudarse.

El racionamiento y las pérdidas de energía eléctrica se incluyen pero no tienen peso a la hora de sensibilizar el proyecto ya que estos son pequeños comparados con el valor del proyecto.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda al Gerente de Transmisión y Distribución de la Electrificadora de Santander S.A. la instalación del autotransformador en la Subestación Bucaramanga ya que mejora los niveles de tensión, da estabilidad, continuidad y confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional y al Sistema de Transmisión Regional, además porque no es necesario invertir en adquisición de terreno debido a que existe el espacio adecuado para el montaje del mismo.

Debido a la expansión demográfica y al crecimiento de la demanda es fundamental llevar a cabo el proyecto en un período de tiempo de seis meses, con el fin de evitar un posible racionamiento de energía eléctrica, ya que en la actualidad se están presentando sobrecargas en las subestaciones de la Electrificadora de Santander S.A

Como se observa en las conclusiones, se obtienen altos niveles de rentabilidad, por tal razón se recomienda realizar estudios de expansión y así invertir en proyectos de esta naturaleza, con el fin de mejorar la disponibilidad del servicio de energía eléctrica en todas las áreas de influencia de la Electrificadora de Santander S.A, debido a que las políticas de la CREG actualmente son generosas.

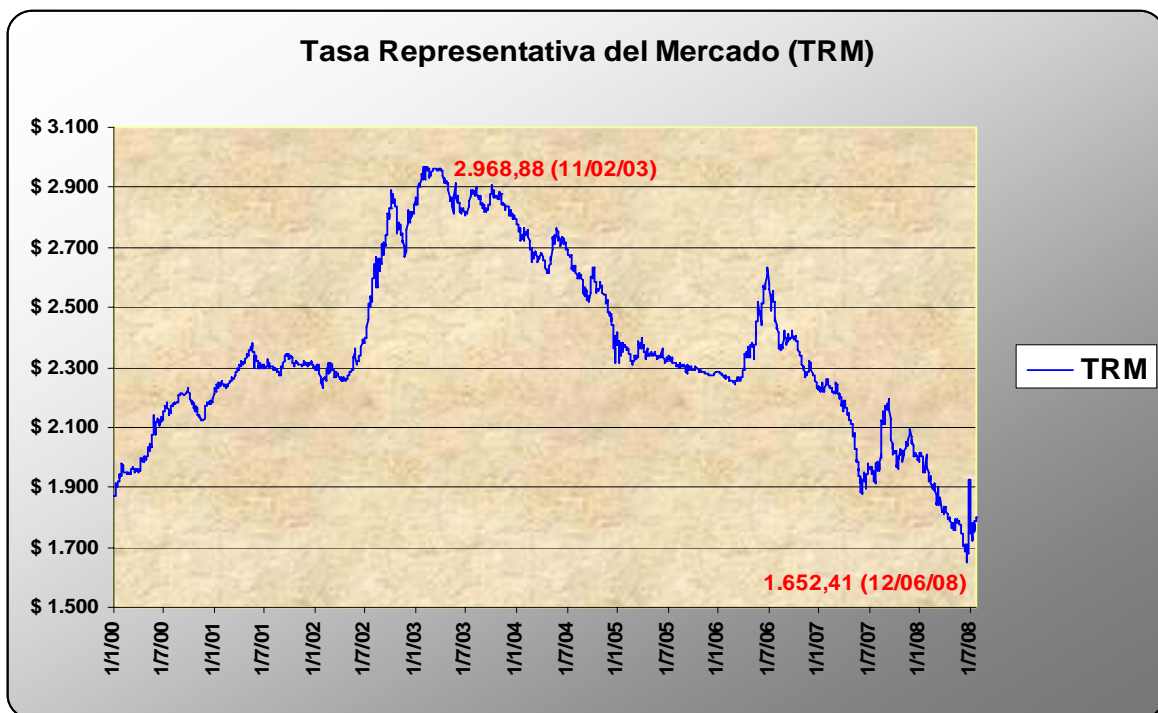


## ANEXOS

### ANEXO A. Variación de la TRM

En la siguiente gráfica se observa la variación de la tasa representativa del mercado (TRM), durante el período comprendido entre Enero 01 de 2000 hasta Julio 23 de 2008, además se observa el punto máximo y el punto mínimo a los que ha llegado en este lapso.

Figura 13-A Variación de la TRM



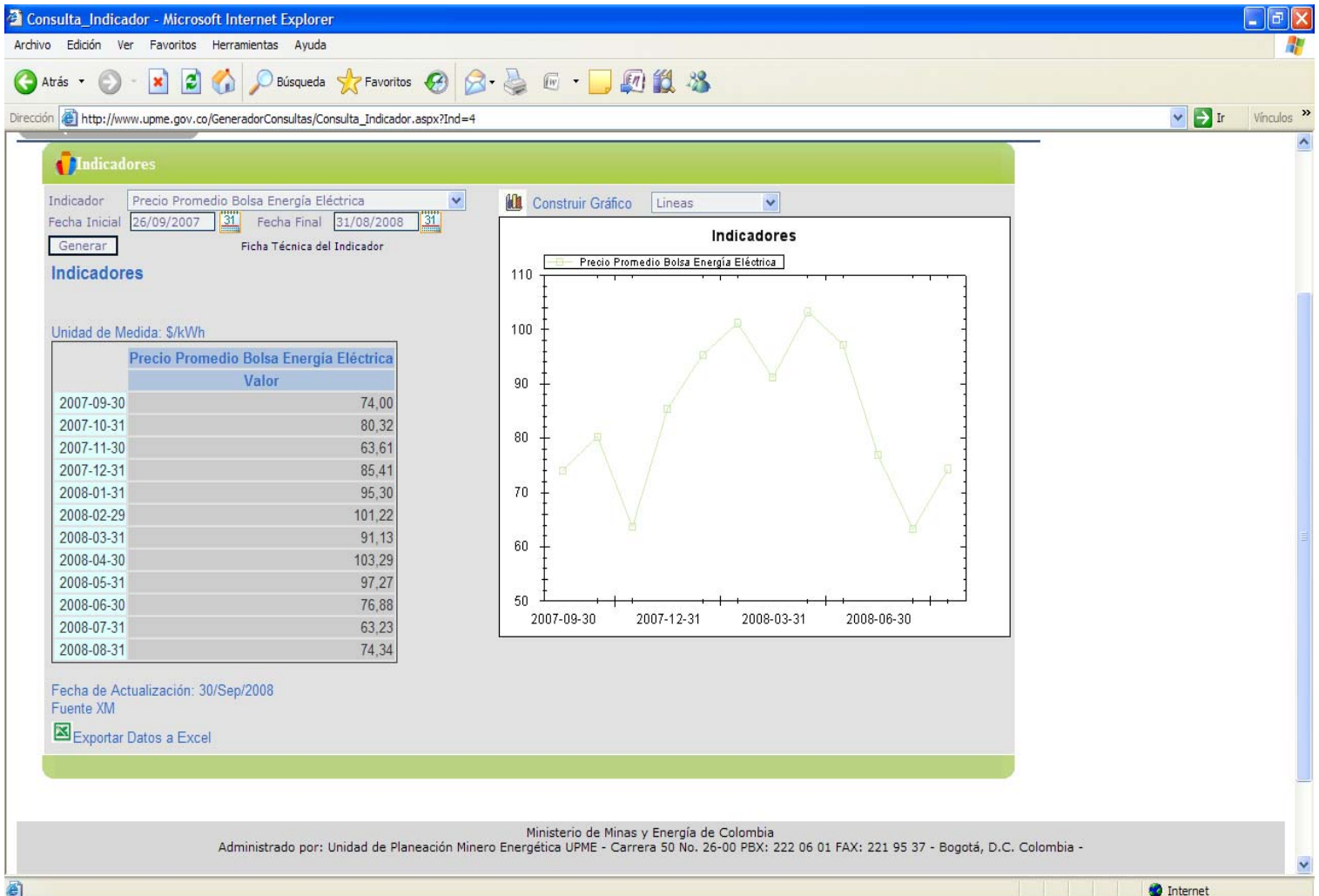
Fuente: Banco de la República

En la tabla TRM se muestra el riesgo al que está sometido el proyecto con la variación del dólar, donde se denota que la varianza de la muestra es un valor mucho más grande comparado con la moda, lo que indica que no tiene riesgo, además observamos que la curtosis es de valor negativo lo que indica una distribución relativamente plana.

<i>TRM</i>	
Media	2357,78
Error típico	5,39
Mediana	2307,75
Moda	1815,65
Desviación estándar	301,42
Varianza de la muestra	90854,60
Curtosis	-0,58
Coficiente de asimetría	0,22
Rango	1316,47
Mínimo	1652,41
Máximo	2968,88
Suma	7370427,70
Cuenta	3126,00
Mayor (1)	2968,88
Menor(1)	1652,41
Nivel de confianza(95,0%)	10,57

## ANEXO B. Precio Promedio Bolsa Energía Eléctrica

Figura 14-B Precio Promedio Bolsa de Energía



Fuente: UPME

Precio promedio Bolsa de Energía Eléctrica, del periodo comprendido entre el 30 de abril de 2007 hasta 31 agosto de 2008