

ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA EN EL
NIVEL 230/115 KV DE LA SUBESTACIÓN SAN MATEO, DE LA EMPRESA
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., EN LA
CIUDAD DE CÚCUTA

ERIK ENRIQUE DURAN RAMIREZ

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

2014

ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA EN EL
NIVEL 230/115 KV DE LA SUBESTACIÓN SAN MATEO, DE LA EMPRESA
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., EN LA
CIUDAD DE CÚCUTA

ERIK ENRIQUE DURAN RAMIREZ

Monografía de grado presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos

Director

HERNÁN PABÓN BARAJAS

Magister en Gestión Tecnológica

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

2014

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de cumplir otro logro más en mi vida como profesional y seguir construyendo un mejor futuro para mí y toda mi familia.

A mi esposa Yerly Arevalo por su paciencia, comprensión y apoyarme en mis decisiones de seguir preparándome como un profesional integro con lo que podré asumir grandes retos en mi vida profesional.

A mi hermoso hijo Erik Alejandro, quien llego a mi vida para alegrarla y llenarla de fuerza para seguir adelante y luchar para darle un buen futuro.

A mi madre Zoila Ramírez y mi padre Álvaro Durán quienes me enseñaron la importancia de los valores y principios y lo indispensable de formarse profesionalmente.

ERIK E. DURAN RAMIREZ

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Universidad Industrial de Santander - UIS y la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales, por su idoneidad, profesionalismo y compromiso entregada durante todo el proceso de formación para optar el título de Especialistas en Evaluación y Gerencia de Proyectos.

Todos los docentes que hicieron parte del programa de formación de posgrado, por sus valiosos aportes, experiencias y enseñanzas.

Doctor Hernán Pabón Barajas por sus meritorias orientaciones y recomendaciones que ayudaron a mejorar el contenido de la monografía.

Todos los compañeros de trabajo de la empresa CENS S.A E.S.P., quienes con su experiencia y conocimiento me apoyaron para la realización del presente estudio.

ERIK E. DURAN RAMIREZ

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
1.1 IDENTIFICACIÓN	22
1.3 FORMULACIÓN	23
1.4 ELEMENTOS – ESQUEMA	24
1.5 ALCANCE Y LIMITACIONES	25
1.5.1 Alcance	25
1.5.2 Limitaciones	25
1.6 JUSTIFICACIÓN	26
1.7 OBJETIVOS	27
1.7.1 Objetivo general	27
1.7.2 Objetivos específicos	27
2. MARCO REFERENCIAL	29
2.1 MARCO CONTEXTUAL	29
2.1.1 Antecedentes	29
2.1.2 Estado del arte	32
2.1.3 Otros proyectos	33
2.2.1 Variables	35
2.3 MARCO CONCEPTUAL	40
2.4 MARCO LEGAL	45
3. METODOLOGÍA	51
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	51
3.2 POBLACIÓN OBJETIVO	51
3.3 TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	53

4. ESTUDIO SECTORIAL Y DEL ENTORNO	56
4.1 ENTORNO	57
4.2 ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN SAN MATEO	60
5. ESTUDIO DE MERCADO	67
5.1 MERCADO OBJETIVO	67
5.2 EL PRODUCTO	67
5.4 PROCEDIMIENTO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA	70
5.5 Políticas Tarifarias	83
6. ESTUDIO TÉCNICO	86
6.1 CONSIDERACIONES GENERALES	86
6.2 CONDICIONES OPERATIVAS	93
6.3 ANÁLISIS DE FLUJOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE CENS	94
6.3.1 Caso base → estado actual del sistema CENS	97
6.3.2 Caso FC14HI → Factor de carga para el 2014 con máxima generación y mínima carga	99
6.3.3 Caso FC14HS → Factor de carga para el 2014 con máxima generación y máxima carga	101
6.3.4 Caso FC14LI → Factor de carga para el 2014 con mínima generación y mínima carga	102
6.3.5 Caso FC14LS → Factor de carga para el 2014 con mínima generación y máxima carga	103
6.3.6 Caso FC16HI → Factor de carga para el 2016 con máxima generación y mínima carga	106
6.3.7 Caso FC16HS → Factor de carga para el 2016 con máxima generación y máxima carga	107
6.3.8 Caso FC16LI → factor de carga para el 2016 con mínima generación y mínima carga	110

6.3.9 Caso FC16LS → Factor de carga para el 2016 con mínima generación y máxima carga	111
6.3.10 Caso FC19HI → Factor de carga para el 2019 con máxima generación y mínima carga.	112
6.3.11 Caso FC19HS → Factor de Carga para el 2019 con Máxima Generación y Máxima Carga	114
6.3.12 Caso FC19LI → Factor de carga para el 2019 con mínima generación y mínima carga	115
6.3.13 Caso FC19LS → Factor de carga para el 2019 con mínima generación y máxima carga	116
6.4 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	117
6.5 ALTERNATIVAS PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA EN EL NIVEL 230/115 KV EN LA SUBESTACIÓN SAN MATEO	119
6.5.1 Utilización del módulo compacto en 115 kV y utilización de la bahía actual de Corozo 2 como conexión del ATR.	120
6.5.2 Ampliación del patio de 115 kV hacia el costado oriental, mediante una nueva bahía convencional en 115 kV.	122
6.5.3 Ampliación del patio de 115 kV hacia el costado oriental, mediante una nueva bahía convencional en 115 kV.	123
6.6 VALORACIÓN DE EQUIPOS PARA LA ALTERNATIVA DE AMPLIACIÓN SELECCIONADA	127
6.6.1. Utilización de equipos convencionales para la ampliación.	127
6.6.2 Utilización de equipos híbridos para la ampliación.	138
7. IMPACTO AMBIENTAL	146
7.1 DESCRIPCIÓN DE IMPACTO EN SUBESTACIONES	147
8. PRESUPUESTO REQUERIDO PARA REALIZAR LA AMPLIACIÓN DE CARGA	150
8.1 PRESUPUESTO AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN MATEO CON EQUIPOS CONVENCIONALES	150

8.2 PRESUPUESTO AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN MATEO CON EQUIPOS HÍBRIDOS	151
9. ESTUDIO FINANCIERO	152
9.1 ELEMENTOS DE COSTOS Y GASTOS	152
9.2 INVERSIÓN	152
9.2.1 Parámetros utilizados en la evaluación.	152
9.3 TASA DE DESCUENTO A APLICAR PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	153
9.4 PRESUPUESTO AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN MATEO CON UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LA CREG	153
9.5 ANÁLISIS ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS	154
9.6 ANÁLISIS ENERGÍA NO ATENDIDA - ENA	157
9.7 EVALUACIÓN DEL PROYECTO	159
9.7.1 Evaluación financiera.	159
9.7.2 Flujo de caja.	159
9.7.3 Tasa interna de retorno – TIR.	159
9.8 FLUJO DE CAJA	160
10. CONCLUSIONES	164
11. RECOMENDACIONES	166
BIBLIOGRAFIA	168
ANEXOS	171

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Elementos – esquema	24
Figura 2. Participación población por comunas en Cúcuta, censo 2005	31
Figura 3. Servicio domiciliarios en viviendas de Cúcuta	39
Figura 4. Comunas de Cúcuta	52
Figura 5. Participación de la población por comunas en Cúcuta, Censo 2005	52
Figura 6. Localización general	57
Figura 7. Vista satelital de la Subestación San Mateo, Barrio Bogotá	58
Figura 8. Diagrama unifilar de la Subestación San Mateo Nivel 230 KV	62
Figura 9. Vista satelital Subestación San Mateo	64
Figura 10. Cargabilidad Subestación San Mateo Nivel 230 KV	65
Figura 11. Seguimiento mensual a la demanda nacional de energía eléctrica	69
Figura 12. Seguimiento mensual a la demanda nacional máxima de potencia eléctrica	70
Figura 13. Resultados de la proyección de demanda nacional de energía eléctrica de corto plazo	72
Figura 14. Resultados de la proyección de demanda nacional de potencia eléctrica máxima de corto plazo	73
Figura 15. Escenarios de proyección de demanda nacional de energía eléctrica	76
Figura 16. Escenarios de proyección de potencia máxima eléctrica	78
Figura 17. Proyección de carga de CENS según crecimiento UPME	83
Figura 18. Sistema eléctrico del Nordeste colombiano	84
Figura 19. Diagrama unifilar del STR y conexión al STN de CENS	87
Figura 20. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Belén	88

Figura 21. Simulación de contingencia N-1 en la SE Belén – SE Ínsula	89
Figura 22. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Ocaña	90
Figura 23. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Ínsula	91
Figura 24. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Ocaña	92
Figura 25. Nomenclatura para los diferentes escenarios de operación	94
Figura 26. Simulación de las tensiones de barras - Caso base	97
Figura 27. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso base	98
Figura 28. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14HI	99
Figura 29. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14HI	100
Figura 30. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14HS	101
Figura 31. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14HS	102
Figura 32. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14LI	102
Figura 33. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14LI	103
Figura 34. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14LS	103
Figura 35. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14LS	104
Figura 36. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16HI	106
Figura 37. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16HI	107
Figura 38. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16HS	107
Figura 39. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16HS	108
Figura 40. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16HS	109
Figura 41. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16LI	110

Figura 42. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16LI	110
Figura 43. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16LS	111
Figura 44. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16LS	111
Figura 45. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19HI	112
Figura 46. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19HI	113
Figura 47. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19HS	114
Figura 48. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19HS	114
Figura 49. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19LI	115
Figura 50. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19LI	115
Figura 51. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19LS	116
Figura 52. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19LS	116
Figura 53. Diagrama unifilar alternativa seleccionada	119
Figura 54. Propuesta alternativa 1 para la ampliación de la SE San Mateo	121
Figura 55. Propuesta alternativa 2 para la ampliación de la SE San Mateo	123
Figura 56. Propuesta alternativa 3 para la ampliación de la SE San Mateo	125
Figura 57. Diagrama de flujo de caja	163

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Actividades desarrolladas para el cumplimiento de cada uno de los objetivos planteados	55
Tabla 2. Límites de porcentaje de cargabilidad SE San Mateo Nivel 230 kV	65
Tabla 3. Proyección de demanda nacional de energía eléctrica de corto plazo	71
Tabla 4. Proyección de demanda de potencia máxima eléctrica de corto plazo	72
Tabla 5. Escenarios de proyección de demanda nacional de energía eléctrica anual	75
Tabla 6. Escenarios de proyección de potencia máxima eléctrica anual	77
Tabla 7. Potencia máxima registrada en el sistema eléctrico de CENS	79
Tabla 8. Demanda de potencia máxima nacional (Crecimiento medio)	80
Tabla 9. Proyección de demanda de potencia del O.R CENS	81
Tabla 10. Proyección de la demanda de potencia de CENS – 2013 – 2023	82
Tabla 11. Líneas actuales estudiadas para contingencia sencilla	86
Tabla 12. Escenarios de estudio para el análisis de contingencias ante fallas N-1	95
Tabla 13. Elementos a desconectar del sistema para el análisis de contingencias ante fallas N-1 (Estado actual del sistema)	95
Tabla 14. Barras a analizar en las contingencias ante fallas N-1(Estado actual del sistema)	96
Tabla 15. Elementos a desconectar del sistema para el análisis de contingencias ante fallas N-1 (Con proyectos de ampliación)	104
Tabla 16. Barras a analizar en las contingencias ante fallas N-1 (Con proyectos de ampliación)	105
Tabla 17. Estimación del presupuesto de equipos convencionales para ampliación de Subestación San Mateo	128

Tabla 18. Estimación del presupuesto para el montaje de equipos convencionales	132
Tabla 19. Obras civiles para el montaje de equipos convencionales	134
Tabla 20. Pruebas y puesta en servicio del montaje de equipos convencionales	137
Tabla 21. Estimación del presupuesto de equipos híbridos para ampliación de Subestación San Mateo	138
Tabla 22. Estimación del presupuesto para el montaje de equipos híbridos	142
Tabla 23. Obras civiles para el montaje de equipos híbridos	143
Tabla 24. Costo de pruebas y puesta en servicio del montaje de equipos híbridos	145
Tabla 25. Presupuesto estudios ambientales	148
Tabla 26. Composición final de precios equipos convencionales	150
Tabla 27. Composición final de precios equipos híbridos	151
Tabla 28. Presupuesto unidades constructivas – Subestación San Mateo	154
Tabla 29. Demanda no suministrada por fallas N-1 en el STR y conexión al STN, según simulación en el sistema de potencia (MW)	155
Tabla 30. Demanda no suministrada por fallas en el STN, según simulación del sistema de potencia (MW)	155
Tabla 31. Calculo promedio y teórico de interrupciones en el nivel 115 kV	156
Tabla 32. Calculo promedio y teórico de interrupciones en el nivel 230 kV	156
Tabla 33. Energía no suministrada por confiabilidad en el sistema de CENS	156
Tabla 34. Valoración de la energía no suministrada - ENS por CENS	157
Tabla 35. ENA del SDL de CENS si no se realiza ninguna modificación al sistema	157
Tabla 36. Valoración de ENA del SDL de CENS, si no se realiza ninguna modificación al sistema	158
Tabla 37. Relación Costo/Beneficio – Equipos Híbridos	159
Tabla 38. Datos de entrada para la evaluación financier	160
Tabla 39. Flujo de caja del proyecto	162

LISTA DE FOTOS

	Pág.
Foto 1. Patio de la Subestación San Mateo nivel de 230 KV – 115 KV	61
Foto 2. Patio de la Subestación San Mateo nivel de 230 KV	63

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Variación de la TRM	172
Anexo B. Precio promedio bolsa energía eléctrica	173

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA EN EL NIVEL 230/115 KV DE LA SUBESTACIÓN SAN MATEO, DE LA EMPRESA CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., EN LA CIUDAD DE CUCUTA*

AUTOR: DURAN RAMIREZ, Erik Enrique. Ingeniero Eléctrico y Electromecánico**

PALABRAS CLAVES: Energía Eléctrica, Subestación, Racionamiento, Autotransformador.

DESCRIPCIÓN:

La presente monografía es el resultado del estudio realizado por el autor, debido a la necesidad que tiene la empresa CENS S.A. E.S.P. en disponer de energía eléctrica en las áreas de influencia de la empresa, 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, oficiales y todos los usuarios en general.

A raíz de lo anterior, el autor propuso la instalación y puesta en marcha de otro autotransformador en la Subestación San Mateo, el cual contribuirá a la estabilidad, confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, 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 análisis financiero se pudo concluir que la inversión requerida para el montaje del autotransformador y sus equipos asociados es de M\$ 12.134, valor que se puede recuperar en un periodo de aproximadamente 7 años, teniendo en cuenta una proyección de 25 años de vida útil del autotransformador. El VPN calculado es M\$ 6.275 con una tasa de interés anual del 13%. Un valor positivo del VPN nos está diciendo que, además del rendimiento mínimo esperado, el proyecto nos ofrece un “premio adicional”. Se calculó la TIR de 17,11%, en lo que puede entenderse como la tasa de interés máxima a la que es posible endeudarse por parte de la empresa CENS S.A E.S.P para financiar el proyecto, sin que genere pérdidas.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. – Escuela de Estudios Industriales y Empresariales – Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. – Director: Hernán Pabón Barajas. – Magister en Gestión Tecnológica.

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL STUDY AND FINANCIAL TO THE EXPANSION OF THE BURDEN IN THE LEVEL OF 230/115 KV SUBSTATION SAN MATEO , THE COMPANY CENTRAL ELECTRIC OF NORTH SANTANDER S.A E.S.P. , IN THE CITY OF CUCUTA* .

AUTHOR: DURAN RAMIREZ, Erik Enrique. Electrical and Electromechanical Engineer**

KEY WORDS: Electrical energy, Substation, Rationing, Autotransformer.

DESCRIPTION:

This monograph is the result of a study by the author, due to the need for the company CENS SA E.S.P. to have electricity in the areas of influence of the company, the high population growth and the continuing increase in demand for energy, which is essential to meet the needs that require development and evolution of the processes of industrialization, commercialization, officers and all general users.

Following this, the author proposed the installation and commissioning of the substation autotransformer other San Mateo, which contribute to the stability, reliability and continuity in the provision of electricity service, while offering levels of tension within the allowed range and lowering the chargeability of the substations that are interconnected at a voltage of 115 kV, as well as the high returns offered by the implementation of the project.

The financial analysis it was concluded that the investment required for the assembly of the autotransformer and associated equipment is M \$ 12,134, a value that can be recovered in a period of about seven years, taking into account a projected 25- year life of autotransformer. The NPV is calculated M \$ 6,275 with an annual interest of 13%. A positive value of NPV is telling us that, in addition to the minimum expected return, the project offers an " added bonus " . Besides the IRR of 17.11 % , as can be understood as the maximum interest rate at which it is possible to borrow from the company CENS ESP SA to finance the project without generating losses are calculated.

* Monograph

** Physical-Mechanical Engineering's Faculty – School of Industrial and Managerial Studies, Specialization in Evaluation and Project Management, Director: Hernán Pabón Barajas. – Master of Technology Management.

INTRODUCCIÓN

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P, cuya sigla es CENS S.A E.S.P, es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil. Dedicada a los negocios de comercialización y distribución de energía eléctrica, encargada del suministro de energía eléctrica en el departamento Norte de Santander, sur del departamento de Bolívar y sur del Cesar.

CENS S.A E.S.P., cuenta con subestaciones eléctricas distribuidas en todas las regiones que se caracterizan por su configuración, nivel de tensión, equipos y sistemas de protección etc., con las cuales permite llevar la energía eléctrica a todos sus usuarios con calidad, eficiencia y continuidad del servicio.

En un caso específico, actualmente en la subestación eléctrica San Mateo ubicada en el sector del Barrio Bogotá, que se encuentra conectada al Sistema de interconexión Nacional - STN en el nivel de 230 kV e interconectada con las Subestaciones Belén y Ocaña, en el mismo nivel de tensión, se detectó que en los tres (3) Autotransformador de 50 MVA que se encuentran instalados en la Subestación San Mateo, están trabajando con una cargabilidad por encima del 70 % en sus condiciones normales y aunado a la falta de confiabilidad para las fallas o contingencias (N-1) que se llegare a presentar en una de las subestaciones, el sistema de CENS podría colapsar.

Con el objetivo de suplir las necesidades del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y en cumplimiento de la regulación del sector eléctrico, CENS S.A E.S.P propuso desarrollar el estudio para la ampliación de carga de la Subestación San Mateo, con el fin de aumentar su capacidad de transformación y

brindar mayor continuidad, confiabilidad, calidad y estabilidad, factores importantes a la hora de prestar un buen servicio a todos sus usuarios, evitando penalizaciones por las contingencias que ponen en riesgo los equipos y la imagen de CENS S.A E.S.P.

Este proyecto busca minimizar la probabilidad de un racionamiento y/o sobrecarga de los transformadores que se pueden presentar, debido al aumento de la demanda y al crecimiento de la población y así estabilizar entre las subestaciones eléctricas interconectadas en sus sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Se estudiará la ampliación de la Subestación San Mateo, mediante la instalación de tres nuevos autotransformadores de idénticas características a los actuales que permitirá a CENS S.A E.S.P. beneficiar a todos los usuarios brindado mayor disponibilidad del servicio y para el crecimiento y desarrollo de los proyectos realizados en la ciudad de Cúcuta.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 IDENTIFICACIÓN

El crecimiento socio demográfico de la ciudad de Cúcuta y por ende el aumento de las diferentes actividades económicas exige mejorar rápidamente los niveles de competitividad y productividad. Uno de los componentes más necesarios es la cobertura y calidad del servicio de energía eléctrica, de manera que se puedan reducir los costos asociados, asegurando la prestación confiable del servicio con tarifas competitivas y bajo la reglamentación vigente.

La electricidad es uno de los insumos más requeridos por las diferentes empresas de bienes y servicios, el sector público y los hogares, para el bienestar y crecimiento social. De esta manera se plantea ampliar la carga de la Subestación San Mateo, con la finalidad de mejorar la capacidad instalada de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P para prestar el servicio con calidad en ésta zona específica de la ciudad, evitando interrupciones y colapso del sistema eléctrico de CENS.

1.2 DESCRIPCIÓN

La problemática se evidencia por la capacidad limitada de carga de la Subestación San Mateo, que dificulta la posibilidad de conectar nuevos usuarios, a pesar que la ubicación de las instalaciones es estratégica para CENS S.A. E.S.P., considerando el crecimiento de la demanda que han tenido los sectores anexos a la zona.

Adicionalmente, según reportes operativos de la Subestación San Mateo, se han detectado que están presentando en los Autotransformadores de 50 MVA, cargas

por encima del 70 % trabajando en condiciones normales y por lo tanto el recalentamiento en conductores, aunado a que ante el evento de alguna contingencia N-1 (Falla de alguna otra de las subestaciones en el nivel 230 kV), las situaciones en las que deba asumir la carga instalada en las demás Subestaciones Eléctricas, como SE Belén y/o SE Ocaña, se relacionaría directamente con un colapso de los Autotransformadores y la generación de puntos calientes (en el nivel 13.8 kV y 34.5 kV) en los equipos de la subestación, generando penalizaciones por la baja calidad y falta de continuidad en el servicio de energía eléctrica prestado por CENS S.A. E.S.P.

Considerando lo anterior, se requiere ampliar las instalaciones de Subestación San Mateo de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., y aumentar la capacidad limitada de los autotransformadores (Actualmente 150MVA), ya que a futuro dichos equipos sufrirían de sobrecarga y podrían ocasionar un colapso ante contingencias N-1, situación que hace necesario ampliar su capacidad en relación con el crecimiento demográfico y la demanda que han venido presentan en la Ciudad y el Área Metropolitana de Cúcuta.

1.3 FORMULACIÓN

Ante el incremento de demanda y la necesidad de operar con criterios de confiabilidad exigidos por la regulación vigente, es necesario realizar el estudio técnico y financiero para la ampliación de carga en el nivel 230/115 kV de la Subestación San Mateo, de CENS S.A. E.S.P., para la identificación y evaluación de las alternativas requeridas del sistema y atender el crecimiento de demanda vegetativo y puntual en los próximos 10 años, así mismo, soportar confiabilidad N-1 en el STR y las conexiones al STN que sirven al sistema del Operador de Red (OR), que para el Norte de Santander es CENS S.A E.S.P.

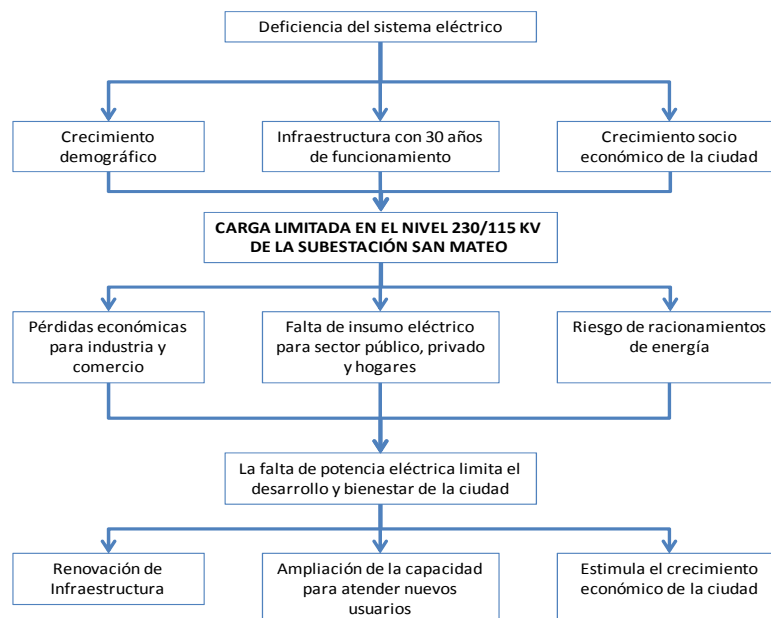
Igualmente, es necesario atender las recomendaciones del Plan de Expansión de Referencia de la UPME 2012 – 2024, que tiene como propósito plantear soluciones a los problemas identificados por la Unidad sobre violación de tensiones, cargabilidades con alarmas en las conexiones al STN y capacidades de transformación agotadas en el mediano plazo del sistema OR de CENS.

Con el desarrollo e implementación de este estudio, se aumenta la confiabilidad, sin que haya necesidad de racionamiento por sobrecarga de elementos o por bajo voltaje en algunas de las subestaciones de CENS en el nivel 230/115 kV, con el fin de cumplir con la normatividad relacionada con la en la resolución CREG 097 de 2008, respecto a la energía No Suministrada.

1.4 ELEMENTOS – ESQUEMA

En la siguiente figura se observa las causas y efectos relacionados con el estudio de la ampliación de carga de la Subestación San Mateo:

Figura 1. Elementos – esquema



Fuente: Autor del proyecto

1.5 ALCANCE Y LIMITACIONES

1.5.1 Alcance. El estudio consistió en determinar los aspectos técnicos de la ingeniería, suministros, obras civiles y demás para la instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos y de sus bahías asociadas en el nivel 230 / 115 kV.

El estudio parte de un diagnóstico de la infraestructura y el comportamiento de la carga de la Subestación San Mateo, para proponer una alternativa de ampliación de carga en el nivel 230/115 kV, teniendo en cuenta la normatividad de la CREG. El proyecto se define como una propuesta técnica y financiera para la elaboración de un diseño de la ampliación de carga en el nivel 230/115 kV en la Subestación San Mateo, lo cual incluye la entrega de alternativas propuestas por el autor, la estimación del presupuesto requerido y la respectiva evaluación técnico – financiera, para que de esta manera la empresa CENS S.A. E.S.P., pueda tomar las decisiones pertinentes respecto a su implementación.

1.5.2 Limitaciones. Se encontraron algunas limitaciones para la obtención de información en el tiempo requerido, para lo cual fue necesario realizar diferentes reuniones y/o entrevistas no estructuradas con los Jefes de áreas de Planeación y Operación y Calidad, quienes apoyaron la entrega de la información mediante la asignación del personal competente para la entrega de la información solicitada. Igualmente, se prevén limitantes para obtener información sobre los ingresos que recibirá CENS S.A. E.S.P., por cargo de remuneración anual frente a la inversión que se realizará para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico, por lo que se tomaron los precios de resolución de la CREG de las unidades constructivas para cuantificar el valor total por la inversión que se realizará del proyecto eléctrico durante los próximos 30 años.

No existen limitaciones de seguridad y orden público, ya que la Subestación San Mateo se encuentra ubicada dentro del perímetro urbano de la ciudad de Cúcuta, a aproximadamente 500 metros de distancia de la Comando Departamental de la Policía Nacional.

A pesar de esto, se han observado situaciones relacionadas con la invasión de los predios privados y de propiedad de CENS por parte de habitantes de la zona y provenientes de otras regiones por motivos de desplazamiento, lo que ocasionaría inconvenientes de desalojos y desordenes, que en algunos momentos podrían desencadenar enfrentamientos con la fuerza pública, del cual CENS deberá programar trabajos para el reforzamiento del encerramiento que actualmente tiene la subestación San Mateo. Las consecuencias que traería esta situación para CENS, sería el de generar retrasos en el tiempo de ejecución de la obra de ampliación que se tiene prevista realizar en la subestación San Mateo.

1.6 JUSTIFICACIÓN

Los resultados del proyecto le permitirán a CENS S.A. E.S.P., contar con una alternativa técnica y financiera estructurada para ampliar la capacidad de transformación, reduciendo los inconvenientes que se pudieran presentar por el crecimiento de la demanda de los diferentes industriales, comerciales y los hogares en general.

Considerando los estímulos reglamentados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, la empresa CENS S.A. E.S.P., podrá aumentar los ingresos anuales por disponer de estos equipos que contribuyen al mejoramiento del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los diferentes usuarios comerciales y residenciales se verán beneficiados al disponer del fluido eléctrico con las condiciones de calidad esperadas, atendiendo

el crecimiento socio económico y demográfico que demanda la ciudad de Cúcuta. Actualmente, se tiene proyectado la construcción de un mega-proyecto habitacional y comercial que demandarán una gran cantidad de energía durante la fase de construcción y funcionamiento del mismo. Esto obliga a que CENS S.A. E.S.P., deba ampliar su capacidad en el sistema de distribución de la Subestación San Mateo y suplir las necesidades de la ciudad que evidencia un dinámico crecimiento.

Para CENS S.A E.S.P., el proyecto traerá beneficios técnicos y económicos, por cuanto recibirá ingresos anuales por disponer de los equipos exigidos por los entes reguladores, quienes reponen parte de la inversión realizada por la empresa y aportará al mejoramiento de su sistema de subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

Para el autor, el desarrollo del proyecto le permitirá afianzar los conocimientos adquiridos durante la especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos, poniendo en práctica la experiencia anterior como Ingeniero Eléctrico e Ingeniero Electromecánico, participando en la planificación de un proyecto de gran importancia para la ciudad en materia energética. Se podrán profundizar diferentes temas de gran interés, como los análisis económicos y financieros que permiten la valoración de diferentes alternativas de inversión.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 Objetivo general. Realizar el estudio técnico y financiero para la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV de la Subestación San Mateo, de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., en la ciudad de Cúcuta.

1.7.2 Objetivos específicos. Son los siguientes:

Realizar un diagnóstico de la infraestructura y el comportamiento de la carga de la Subestación San Mateo.

Proponer alternativas para la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo teniendo en cuenta la normatividad de la CREG.

Realizar el estudio técnico basado en los requerimientos de equipos, materiales y mano de obra.

Estimar el presupuesto requerido para realizar la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo.

Realizar la evaluación financiera del proyecto de ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1 MARCO CONTEXTUAL

2.1.1 Antecedentes. Cúcuta es el resultado de un proceso acelerado de concentración de la población en su territorio y en el de los Municipios de su área de influencia, que se inició a mediados de los años cincuenta del siglo pasado con la llegada de campesinos y gente de provincia quienes se desplazaron de su lugar de origen para buscar un mejor destino en la frontera⁵.

Entre 1950 y 2010 la población urbana de Cúcuta, Villa del Rosario, San Cayetano, Puerto Santander y El Zulia, pasó de 100.000 a 1.000.000 de habitantes, es decir, se multiplicó por 10 en solo sesenta años. Este fenómeno trajo como consecuencia la expansión desordenada de la ciudad y de los núcleos urbanos periféricos y sobre todo, grandes demandas por tierra, vivienda, empleo y servicios públicos que desbordó la capacidad de respuesta de los gobiernos locales y propiciaron graves problemas de violencia, pobreza y marginalidad⁶.

Además del acelerado crecimiento demográfico y la expansión de la mancha urbana, Cúcuta durante los últimos cincuenta años, ha sufrido transformaciones sustanciales. El 16 de octubre de 1952 y mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá, se constituye la empresa "Centrales Eléctricas de Cúcuta SA", la cual inició operaciones el 3 de enero de 1953 y posteriormente en 1955, cambió su razón social por "Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA".

En 1961 la electrificadora adquirió las Empresas de Energía Eléctrica de Pamplona y Ocaña, incorporando sus activos al sistema de electrificación

⁵ BONELLS, David. Dimensión urbana de Cúcuta (en línea). San José de Cúcuta. Diario La Opinión. (citado 16 abril 2014). Disponible en Internet en: http://www.laopinion.com.co/50/index.php?option=com_content&task=view&id=14&Itemid=31

⁶ Ibid.

departamental, con lo cual cumple su aspiración de atender la totalidad de municipios de Norte de Santander⁷.

Posteriormente, la generación de impactos negativos urbanísticos, ambientales y sociales, la falta de estacionamientos y la necesidad de ampliar y modernizar sus instalaciones impulsaron a las entidades públicas y prestadoras de servicios a abandonar el centro y trasladarse a otros lugares de la ciudad, dando origen a las zonas institucionales y mixtas intensivas en empleo de Corral de Piedra, Rosetal, San Rafael, Guaimaral, Zona Franca y SAN MATEO, donde se localizaron las sedes diferentes instituciones como la Policía Nacional.

Con la construcción del Centro Comercial Bolívar se inició la ruptura de la estructura monocéntrica de mediados del siglo pasado. Ante dicha expansión demográfica, se incrementó sustancialmente la demanda del servicio de energía en diferentes zonas de la ciudad, como es el caso de las comunas 2 (centro oriental), 3 (sur oriental) y 4 (oriental), que suman el 23,7% de la población de la ciudad de Cúcuta.

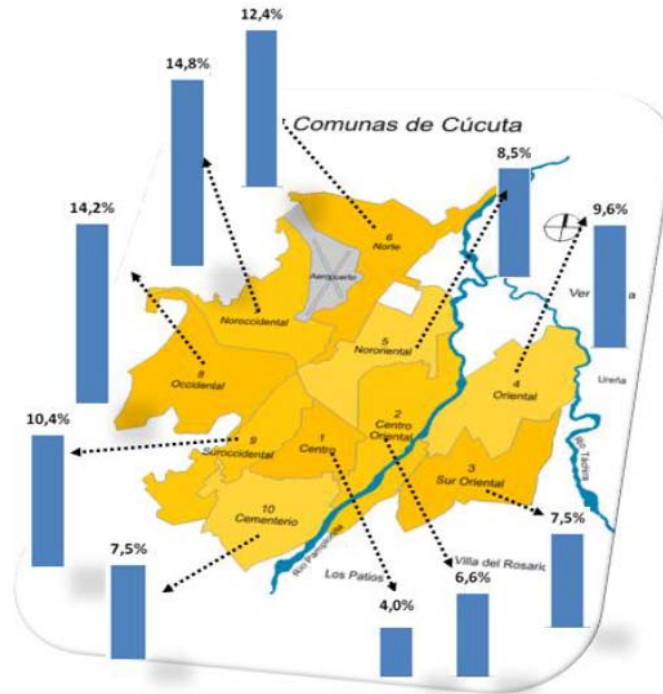
Por su parte, la participación de las unidades económicas por comunas en la actividad comercial puede apreciarse que la actividad comercial se concentra mayoritariamente en las comunas Centro Oriental, Sur Oriental y Oriental, las cuales abarcan el 66% de las unidades económicas ubicadas en esta actividad⁸.

En la figura 2 se muestra la participación del porcentaje de población por comunas de Cúcuta.

⁷ CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER. Reseña histórica. (en línea). San José de Cúcuta. CENS. (citado 16 abril 2014). Disponible en Internet en: <http://www.cens.com.co/Institucional/Reseñahistórica.aspx>

⁸ ALCALDÍA DE CÚCUTA. Zonas generadoras de plusvalía y socialización para el POT. Cúcuta: La Alcaldía, 2010.

Figura 2. Participación población por comunas en Cúcuta, censo 2005



Fuente: ALCALDÍA DE CÚCUTA. Zonas generadoras de plusvalía y socialización para el POT. Cúcuta: La Alcaldía, 2010.

Dentro del Plan de Expansión de Referencia de la UPME 2012 – 2024, se determinaron las limitaciones técnicas de la actual subestación San Mateo (Carga 230/115 KV) que se ha visto rezagada frente al sustancial incremento de la demanda de energía de hogares, comercio e industria de la zona que le rodea. CENS requiere proponer soluciones a los problemas identificados por la Unidad sobre violación de tensiones, cargabilidades con alarmas en las conexiones al STN y capacidades de transformación agotadas.

Con el incremento de demanda y la necesidad de operar con criterios de confiabilidad exigidos por la regulación vigente, es necesario realizar el estudio de conexión para la identificación y evaluación de los proyectos requeridos por el sistema de CENS, para atender el crecimiento de demanda actual y potencial.

2.1.2 Estado del arte. La bibliografía de la evaluación de proyectos proviene del campo de las obras públicas y de la ingeniería de proyectos. Sus atisbos de formalización se sitúan a comienzos de siglo, con la progresiva necesidad del capitalismo de Estado de aumentar la magnitud de sus gastos, y por lo tanto justificar el incremento de la carga tributaria. Para limitar las presiones políticas de los contribuyentes, el Estado, especialmente en EE.UU., desarrolla una metodología para evaluar la rentabilidad de las inversiones públicas, incluso con la expectativa de recuperar parte de la plusvalía territorial generada por tales inversiones en los propietarios de tierras o medios de producción⁹.

Naturalmente se incrementó y diversificó las inversiones públicas, con lo que el instrumental evaluativo adoptó una mayor sofisticación, aunque siguió siendo aplicado a la rentabilidad de las obras públicas.

Sólo después de la II Guerra Mundial, la evaluación de proyectos experimenta un avance substancial, al incorporársele el bagaje teórico de la economía del bienestar, de corte neoclásico. Esto le abrió la posibilidad de ampliar su aplicación a prácticamente todas las áreas para orientar sus inversiones.

Actualmente, la evaluación de proyectos es un componente de la planeación que ha experimentado un proceso de institucionalización, que ya lo hace formar parte de la operatoria normal de las empresas, siendo una exigencia básica para la optimización de la inversión social.

A pesar de su carácter de herramienta técnica, existen significativas condicionantes sociales e históricas que delimitan su origen y aplicación. El conocimiento y análisis de tales determinantes son esenciales para los

⁹ SALAMANCA, Fernando. Las bases históricas de la evaluación de programas y proyectos sociales, Facultad de Ciencias Sociales. Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2006.

profesionales que trabajan en el área formulación y evaluación de proyectos para reducir el riesgo de las inversiones y obtener los beneficios esperados.

Actualmente, la evaluación costo-beneficio es incorporada a manuales de proyectos de Naciones Unidas y agencias de la cooperación internacional, y utilizada como instrumento de asignación de inversiones por organismos multilaterales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo.

2.1.3 Otros proyectos. Se toma como referente un estudio de prefactibilidad realizado en la ciudad de Bucaramanga para la ampliación en 150MW de la capacidad de transformación 230/115/34,5/13,8 kV de energía eléctrica. Los objetivos propuestos en dicho proyecto fueron para estimar los costos de inversión que se requieren para ampliar la capacidad de transformación y para mantener en operación el sistema, considerando mantenimiento de equipos y líneas. Igualmente, se valoraron los ingresos que se recibirán anualmente por la disposición de equipos e infraestructura y la evaluación financiera, estimando el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio – costo y período de recuperación de la inversión¹⁰.

Otro proyecto tomado como referente, desarrolló un estudio de prefactibilidad para la construcción de un edificio de apartamentos multifamiliares, basándose en la Norma de construcción NSR-98, RAS, RETIE y las dadas por el plan de ordenamiento territorial de la ciudad de Barrancabermeja, con el fin de generar elementos necesarios para la adecuada formulación del proyecto. Se realizaron diferentes estudios en cuanto a las alternativas de diseño y construcción, el costo

¹⁰ GARCIA, Jaime y MANOSALVA, B. Estudio de prefactibilidad para la ampliación en 150MW de la capacidad de transformación 230/115/34,5/13,8 kV de energía eléctrica en la subestación Bucaramanga. Bucaramanga. 2008. Trabajo de grado. (Especialista en Evaluación y gerencia de proyectos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisiomecánicas.

de materiales, mano de obra y el mejor emplazamiento del edificio, con el fin de brindar soporte para la toma de decisiones¹¹.

A nivel internacional se tiene en cuenta un proyecto de expansión y mejora de una planta de manufactura, el cual tiene como objetivo definir, documentar y con ello proponer toda la fase de planificación para el proyecto de expansión y mejora de una planta de manufactura de flores que va a crecer en un 60% aproximadamente, y que cuenta con un presupuesto máximo que ronda \$1000 000 USD¹².

La fase de planificación se definió aplicando la metodología de gestión de Proyectos del PMI, e incluyó propuestas específicas para la gestión de la integración, el tiempo, los costos, la calidad, los riesgos, el recurso humano, las comunicaciones y las contrataciones que contemplan el proyecto.

Este proyecto implicó ampliaciones en infraestructura, automatización, reingeniería y mejora de los procesos productivos; contemplando la integración y gestión de 33 subcontratistas, entre los cuales se encuentran: obra gris, estructuras metálicas, movimiento de tierra, maquinaria, refrigeración, arquitectura, estudios de suelo, estudios topográficos, sistemas de Información, Ingeniería Eléctrica, fontanería, entre otros.

2.1 MARCO TEÓRICO

En el marco teórico se determinan las variables que componen el desarrollo del presente proyecto, que serán tenidas en cuenta para evaluar y seleccionar la

¹¹ BECERRA, Diego y LUQUE, Paola. Estudio, planificación y construcción de un edificio de apartamentos multifamiliar, ubicado en la ciudad de Barrancabermeja, Departamento de Santander. Bucaramanga. 2010. Trabajo de grado. (Especialista en Evaluación y gerencia de proyectos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisiomecánicas.

¹² SÁNCHEZ, Alejandro y MADRIGAL, Víctor. Planificación del proyecto de expansión y mejora de la planta de manufactura. Cartago. 2009. Trabajo de grado. (Maestría en Gerencia de Proyectos). Instituto Tecnológico de Costa Rica. Maestría en Gerencia de Proyectos.

alternativa más adecuada para la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo, teniendo en cuenta la normatividad de la CREG.

2.2.1 Variables. Como se muestra a continuación.

Variables relacionadas con el proyecto. Dichas variables se relacionan con los elementos que determinan la viabilidad del proyecto que se presentará como alternativa para la ampliación de la carga eléctrica en la Subestación San Mateo¹³.

Valor presente neto. El Valor Presente Neto (VPN) es uno de los métodos más conocidos a la hora de evaluar proyectos de inversión. El Valor Presente Neto permitirá determinar si la inversión cumple con el objetivo básico financiero para maximizar la inversión. Según los resultados, ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. En el primer caso de ser positivo significará que el valor de la inversión tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo la empresa reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no tendrá cambios en el monto de su inversión¹⁴.

Tasa interna de retorno. La tasa interna de retorno - TIR, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje. También es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico¹⁵.

¹³ VAQUIRO, Jose Didier. Tasa interna de retorno – Tir (en línea). Pymesfuturo. Disponible en Internet en: <http://www.pymesfuturo.com/tiretorno.htm>

¹⁴ Ibid. p. 2

¹⁵ Ibid. p. 3

El análisis de la rentabilidad de los proyectos de inversión se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, tomando como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estimar un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Relación Beneficio / Costo. En donde los ingresos y los egresos deben ser calculados de un modo que no genere pérdidas para la empresa y por el contrario tenga un criterio de ganancias para poder que uno de los objetivos se cumplan como el de generar beneficios a la empresa y su personal.

Periodo de recuperación de la inversión. El periodo de recuperación de la inversión - PRI - es otro método que en el corto plazo ayuda a evaluar los proyectos de inversión. Se tiene en cuenta por la facilidad de cálculo y aplicación, ya que el Periodo de Recuperación de la Inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno, permite optimizar el proceso de toma de decisiones.

Variables relacionadas con la empresa. Dichas variables se relacionan con la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P., donde se va a desarrollar el proyecto, siendo la actual propietaria del sistema de electrificación de la ciudad de Cúcuta y específicamente de la Subestación San Mateo.

Capacidad financiera de la empresa. La empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P., ha estimado dentro del Plan de Expansión de Referencia de la UPME 2012 – 2024, un presupuesto general para atender las limitaciones técnicas de la actual sistema de CENS. Actualmente de acuerdo con la planeación financiera de la empresa CENS, ha determinado que se deberá acudir a créditos de la banca o sector financiero para contratar créditos hasta de un 70 % del valor total del plan de Expansión, que suma un total de \$180.000.000 millones de pesos, por cuanto dentro de su estrategia financiera, aunque los recursos están, es mejor apalancarse financieramente para así reducir los costos promedios de capital de la empresa.

Capacidad técnica. La empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P., cuenta con la capacidad técnica para ejecutar la ampliación de la transformación en la Subestación San Mateo 230/115 kV. Los elementos técnicos agrupan entre otros, en la ingeniería, suministros, obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicios para un segundo banco de autotransformadores monofásicos 230/115 kV, 3x50 MVA y de sus bahías asociadas en 230 kV y en 115 kV.

Relevancia del proyecto. Como se ha mencionado anteriormente, el servicio de energía eléctrica es un insumo importante para la actividad social y económica de la sociedad y condiciona el crecimiento de la misma, por lo cual, el presente proyecto le permitirá a los usuarios recibir un servicio con confiabilidad, continuidad y calidad en los hogares y diferentes entidades públicas y privadas.

Variables relacionadas con el entorno. Estas variables se relacionan con los factores externos a la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P. que pueden influir en la alternativa más adecuada para la ampliación de carga de la Subestación San Mateo.

Divisa extranjera. La divisa extranjera tiene efectos sobre las fluctuaciones en el retorno de inversiones relacionadas con compras en el extranjero, como resultado de cambios en el valor de la moneda de referencia en relación a la divisa nacional. Los inversores pueden tener fluctuaciones en relación a la divisa extranjera en un menor o mayor retorno una vez que cambian el valor de la inversión frente a la divisa nacional. La devaluación de la divisa en la que se ha realizado la inversión, en relación a la divisa nacional, resultará en una pérdida una vez que el beneficio sea convertido de nuevo a la divisa nacional.

Población y demografía. La ciudad de Cúcuta al igual que las demás ciudades del país, muestra cambios en la dinámica demográfica que deben ser tenidos en cuenta en el desarrollo del proyecto, con el fin de garantizar una distribución del servicio de energía para los nuevos usuarios.

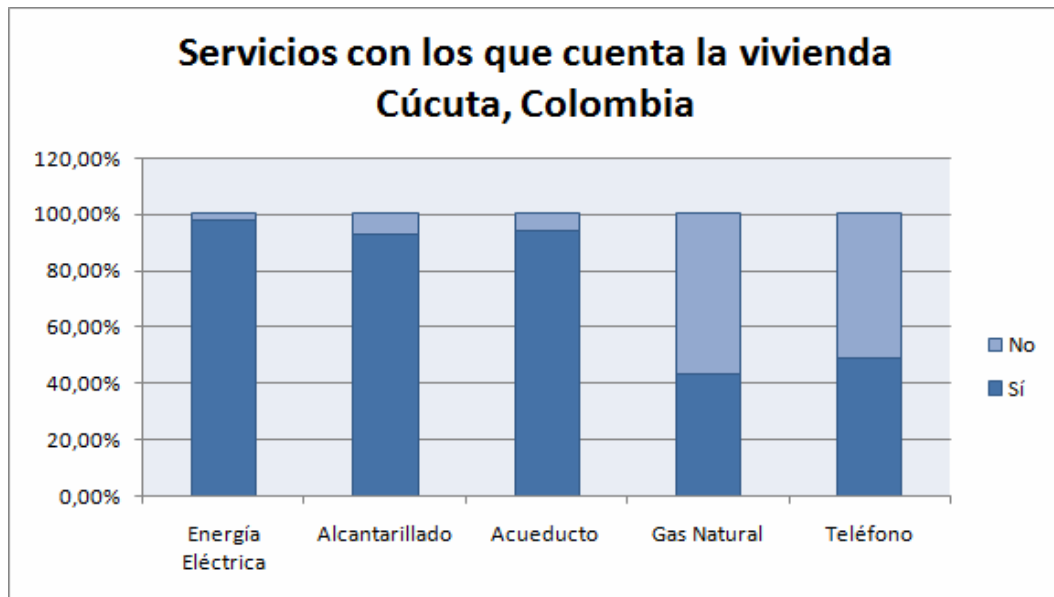
De acuerdo con las cifras presentadas por el DANE del censo 2005, la ciudad cuenta actualmente con una población de 618.000 y 804.000 en el área metropolitana, con una densidad poblacional de aprox. 638 habitantes por kilómetro cuadrado. Solo 15.810 habitantes se ubican en la zona rural del municipio. El 48% de los habitantes son mujeres y el resto -el 85%- son hombres.² La ciudad cuenta con una de las tasas más bajas de analfabetismo, ya que solamente alcanza el 7,5% en la población mayor de 5 años de edad. (Véase la Figura 3)

Los servicios públicos tienen una alta cobertura, ya que un 97,9% de las viviendas cuenta con servicio de energía eléctrica, mientras que un 92,5% tiene servicio de acueducto y un 48,5% de comunicación telefónica fija.

En Cúcuta el proceso de urbanización acelerado no se debe exclusivamente a la industrialización, ya que existen unas complejas razones políticas y sociales como la pobreza y la violencia, las cuales han motivado la migración del campo a la

ciudad a lo largo del siglo XX, determinando un crecimiento exponencial de la población en las zonas urbanas y el establecimiento de cinturones de miseria en sus alrededores¹⁶.

Figura 3. Servicio domiciliarios en viviendas de Cúcuta



Fuente: DEPARTAMENTO NACIONAL DE ESTADISTICAS. Censo 2005. Bogota: DANE. 2005.

Los últimos gobernantes de la ciudad han promovido el desarrollo urbanístico de la ciudad mediante megaproyectos, así como la aceptación del TLC entre Colombia y Estados Unidos como una vía hacia el desarrollo.

Necesidad y aceptación del proyecto. Frente al evidente aumento de la demanda de energía y al crecimiento poblacional, comercial e industrial de las zonas ubicadas en las comunas Centro Oriental, Sur Oriental y Oriental, la realización del proyecto es de gran interés para la comunidad en general y goza

¹⁶ Wikipedia. Demografía de Cúcuta. Disponible en Internet en: [//es.wikipedia.org/wiki/Demograf%C3%ADa_de_C%C3%BAcuta](http://es.wikipedia.org/wiki/Demograf%C3%ADa_de_C%C3%BAcuta).

de la aceptación que le merece un proyecto para la ampliación de la capacidad en la prestación del servicio.

Normatividad. Los proyectos de transformación de energía eléctrica se regulan de forma específica con las normas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, y por la Unidad de Planeamiento Minero Energético, lo cual se amplía en el marco legal y es de gran importancia para la realización del proyecto.

Amenazas. La realización del proyecto en la Subestación San Mateo puede verse condicionado por riesgos naturales y antrópicos. Los riesgos naturales se relacionan con las condiciones del terreno, lluvia, viento, sol y topografía. Los riesgos antrópicos se relacionan con el impacto de la actividad humana, en este caso son fenómenos muy diversos, como incendios producidos por accidentes, imprudencia, accidentes de transporte, conflicto armado y terrorismo.

2.3 MARCO CONCEPTUAL

Cableado. Circuitos interconectados de forma permanente para llevar a cabo una función específica. Suele hacer referencia al conjunto de cables utilizados para formar una red de área local.

Calidad. Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables.

Capacidad. Medida de la aptitud de un generador, línea de transmisión, banco de transformación, de baterías, o capacitores para generar, transmitir o transformar la potencia eléctrica en un circuito; generalmente se expresa en MW o kW, y puede referirse a un solo elemento, a una central, a un sistema local o bien un sistema interconectado.

Capacidad disponible (en un sistema): Suma de las capacidades efectivas de las unidades del sistema que se encuentra en servicio o en posibilidad de dar servicio durante el período de tiempo considerado.

Capacidad efectiva. Carga máxima que puede tomar la unidad en las condiciones que prevalecen y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes en equipos que componen a la unidad y que inhabilitan al generador para producir la potencia nominal.

Estación. Es la instalación que se encuentra dentro de un espacio delimitado que tiene una o varias de las siguientes funciones: generar, transformar, recibir, transmitir y distribuir energía eléctrica.

Potencia eléctrica. Tasa de producción, transmisión o utilización de energía eléctrica, generalmente expresada en Watts.

Subestación. Conjunto de aparatos eléctricos localizados en un mismo lugar, y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica o para el enlace entre dos o más circuitos.

Subestación de distribución. Subestación que sirve para alimentar una red de distribución de energía eléctrica.

Subestación de transformación. Subestación que incluye transformadores.

Grado de incertidumbre. El cambio en Las administraciones de turno y de las políticas de la empresa podría 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.

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 Cúcuta. Esta área está comprendida por las ciudades o Municipios como son: Cúcuta, Patios y Villa del Rosario

Autotransformador. Es un equipo eléctrico, de contracción 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 llevada 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 a 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.

AOM (Administración, Operación y Mantenimiento).

ATR (Autotransformador).

CND (Centro Nacional de Despachos).

CR (Cargo de Remuneración Anual).

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas).

CRO (Costo de incremento de Racionamiento Operativo).

IPP (Índice de precio al productor).

KV (Kilo Voltio).

MVA (Mega Voltio-Amperio).

MW (Mega Watio).

STN (Sistema de Transmisión Nacional).

STR (Sistema de Transmisión Regional).

UPME (Unidad de Planeación Minero-Energético).

VERE (Valor Esperado de Racionamiento de Energía).

VRN (Valor de reposición a nuevo).

WACC (Weighted Average Cost of Capital) en español Promedio Ponderado del Costo de Capital o Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC).

2.4 MARCO LEGAL

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 estas 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 fijara 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.

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.

Otros Artículos que intervienen: 311 y 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 a servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.

Autorizaciones. De acuerdo al Decreto 255 de enero 28 de 2004, Artículo 5°. 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 1 del artículo 5, “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”

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.

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.

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 limitan 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 194, 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 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El estudio utilizó un tipo de investigación cuantitativa – descriptiva, ya que comprendió el registro, análisis e interpretación de la situación actual, es decir se trabajó sobre realidades de hechos presentes¹⁷. Los datos fueron obtenidos por medio de entrevistas y observación de los fenómenos.

3.2 POBLACIÓN OBJETIVO

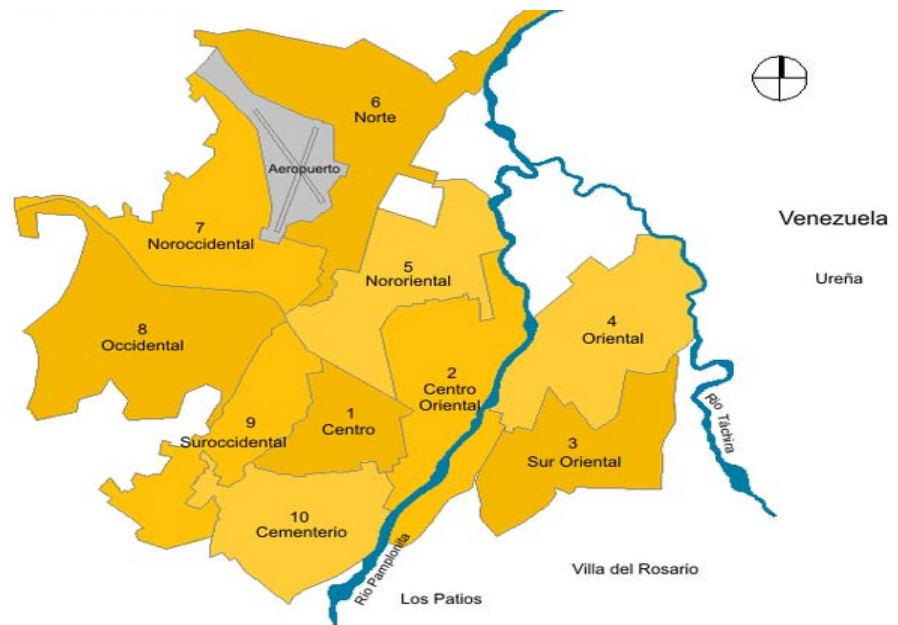
La población objetivo está definida como los usuarios que están actualmente conectados directa e indirectamente al sistema de la Subestación San Mateo de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P. en la ciudad de Cúcuta, siendo de tipo residencial, comercial, industrial, oficial y otros (Ecopetrol, Comando Departamental de Policía Nacional, alumbrado público).

Los diferentes usuarios están ubicados en la comuna Centro Oriental, Oriental y Sur Oriental, como se muestra en la siguiente figura.

Según los datos analizados por el DANE (2005), la zona centro oriental, oriental y sur oriental, cuenta con el 23,7% de la población de la ciudad de Cúcuta, entre los que se encuentran usuarios residenciales, comerciales, industriales y oficiales, como se muestra en la siguiente figura.

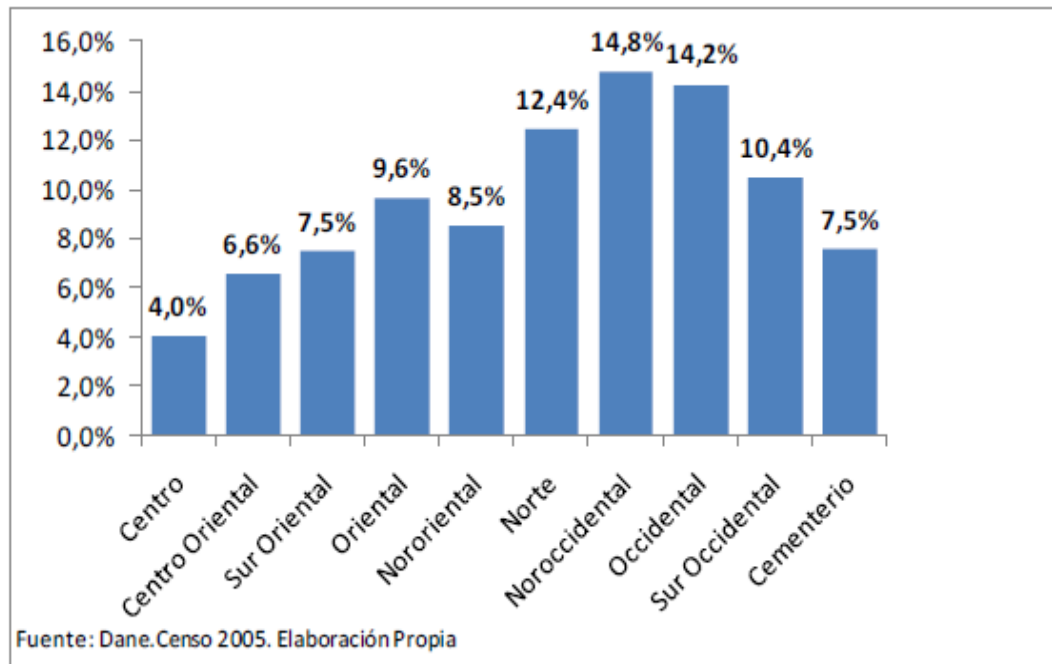
¹⁷ GONZALEZ, Roberto. Metodología de la investigación para las ciencias técnicas. La Habana: Universidad de Matanzas, 2003.

Figura 4. Comunas de Cúcuta



Fuente: ALCALDIA DE CUCUTA. Comunas de Cúcuta. Cúcuta: La Alcaldía, 2010.

Figura 5. Participación de la población por comunas en Cúcuta, Censo 2005



Fuente: DEPARTAMENTO NACIUONAL DE ESTADISTICAS. Censo 2005. Bogota: DANE. 2005.

3.3 TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

El estudio técnico y financiero para la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV de la Subestación San Mateo, en la ciudad de Cúcuta, se utilizaron fuentes primarias y secundarias.

Fuentes primarias: Se recopiló directamente por el autor del proyecto por medio de entrevistas no estructuradas para tomar información de los diferentes funcionarios de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P. sobre las condiciones actuales de la Subestación San Mateo en la ciudad de Cúcuta.

Fuentes secundarias: Corresponde a diferente información obtenida por otras personas y entidades que son de gran importancia para el desarrollo del proyecto, como son la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., Sistema Financiero Colombiano (TRM) y Sistema de Información Minero Energético (SIMEC) a través de la Web.

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

Unidad de planeacion minero - energética (UPME)

Plan de Expansión — Proyección de la demanda a nivel nacional

Costo incremental operativo de racionamiento de energía

Comisión de regulación de energía y gas (CREG)

Marco regulatorio

Políticas tarifarias

Criterios definidos en el Código de Planeamiento de Expansión del STN

CENS S.A. E.S.P.

Participación de los autotransformadores de 230/115 kV

Datos estadísticos y proyecciones de la demanda datos para análisis de evaluación financiera.

Información financiera.

Situación actual de la Subestación San Mateo.

Plan de Expansión.

Superintendencia financiera

Tasa representativa del mercado

Sistema de información minero energético colombiano (SIMEC)

Precio promedio bolsa Energía Eléctrica.

Tabla 1. Actividades desarrolladas para el cumplimiento de cada uno de los objetivos planteados

OBJETIVO GENERAL	OBJETIVO ESPECIFICO	ACTIVIDADES DESARROLLADAS	RESPONSABLES
<p>Realizar el estudio técnico y financiero para la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV de la Subestación San Mateo, de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., en la ciudad de Cúcuta.</p>	<p>1. Realizar un diagnóstico de la infraestructura y el comportamiento de la carga de la Subestación San Mateo.</p>	<p>Para el desarrollo de este objetivo, fue necesario la realización de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reunión con el Jefe de área de Operación y Calidad, con el cual se solicitó la información operativa de la Subestación San Mateo. - Se conoció los datos de cargabilidad de la Subestación San Mateo, con los cuales se evidenciaron mediante una gráfica en el estudio realizado. - Consulta información adicional mediante la ayuda del sistema SPARD de la empresa CENS. - Conocimiento del diagrama unifilar general de CENS y específicamente de la Subestación San Mateo. - Se identificó la configuración, los equipos y sus componentes adicionales en las bahías en el nivel 230 kV y 115 kV. - Datos estadísticos y proyecciones de la demanda datos para análisis de evaluación financiera. - Se identificó el Software DigSILENT PowerFactory, utilizado para correr los flujos. 	<p>Autor del Proyecto y personal de CENS</p>
	<p>2. Proponer alternativas para la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo teniendo en cuenta la normatividad de la CREG.</p>	<p>Para el desarrollo de este objetivo, fue necesario la realización de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se realizó visita a terreno a la Subestación San Mateo. - Se detallaron los espacios donde se pudieran ubicar los autotransformadores para la ampliación. - Se conoció la disposición de los equipos en cada uno de los patios de 230 kV y 115 kV. - Con los planos eléctricos de la Subestación San Mateo, se montaron cada una de las alternativas. - Se propusieron diferentes alternativas, con ayuda de información entregada por el área de Planeación. - Se describieron las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas planteadas. 	<p>Autor del Proyecto y personal de CENS</p>
	<p>3. Realizar el estudio técnico basado en los requerimientos de equipos, materiales y mano de obra.</p>	<p>Para el desarrollo de este objetivo, fue necesario realizar las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se tomó todo el sistema de CENS, tanto del STR como la conexión al STN para realizar las simulaciones mediante DigSILENT PowerFactory. - Se tuvieron en cuenta el análisis en el nivel 4 y 5 y diferentes escenarios, con el fin de analizar las posibles fallas y/o contingencia N-1 de las subestaciones Belén y/o Ocaña en el nivel 230 kV. - Se evidenció mediante las gráficas las situaciones en las que se simularon las contingencias N-1. - Se analizaron las cargas teniendo en cuenta las proyecciones de carga dadas por CENS, durante los siguientes 10 años y se analizó el comportamiento de cada una de las mismas. 	<p>Autor del Proyecto y personal de CENS</p>
	<p>4. Estimar el presupuesto requerido para realizar la ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo.</p>	<p>Para el desarrollo de este objetivo, fue necesario la realización de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Con la ayuda de información entregada por parte del área de planeación de CENS, se evidenciaron de diferentes estudios la información de obras civiles, equipos y mano de obra utilizada para subestaciones. - Tomar la información obtenida en el estudio técnico para totalizar cada uno de los costos totales de equipos, obras civiles y demás para la ampliación. - Los porcentajes utilizados para cuantificar el costo total del presupuesto, fue suministrado por parte del área técnica de proyectos de expansión, personal a cargo de los proyectos. 	<p>Autor del Proyecto y personal de CENS</p>
	<p>5. Realizar la evaluación financiera del proyecto de ampliación de carga en el nivel 230/115 KV en la Subestación San Mateo.</p>	<p>Para el desarrollo de este objetivo, fue necesario la realización de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calculó la anualidad de las Unidades Constructivas a reconocer (solicitadas) a la UPME, considerando la tasa (13,5% STR) y las vidas útiles de la Resolución 097 de 2008. - Esa anualidad es el ingreso a considerar en un flujo de caja por 30 años de vida útil de los autotransformador. - Se consideró un ingreso del AOM del 2,73% sobre el valor de los activos eléctricos y se considera el mismo porcentaje como egreso. - Se debe valorar un ingreso adicional del 4.1% de los activos eléctricos por activo no eléctrico. - El costo del proyecto es el valor real de la inversión, considerando 3 años de preinversión y siendo el año 0 el de entrada en operación de la subestación. - Depreciación de activos con método de línea recta, para los que aplique. - Se calculó el VPN y TIR del proyecto, teniendo en cuenta los precios entregados por la resolución de la CREG, esto por remuneración durante los 30 años de vida útil de un autotransformador. 	<p>Autor del Proyecto y personal de CENS</p>

Fuente: Autor del proyecto

4. ESTUDIO SECTORIAL Y DEL ENTORNO

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P, cuya sigla es CENS S.A E.S.P, es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil.

CENS S.A E.S.P presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica, desarrollando las actividades de distribución y comercialización en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y Bolívar. Además, desarrolla otras actividades complementarias a su objeto social como son la facturación conjunta de otros servicios, de acuerdo con el marco legal y regulatorio colombiano. Sus productos y servicios están dirigidos a todos los estratos residenciales, sectores comercial, industrial, oficial, alumbrado público, mercado regulado y no regulado.

CENS S.A E.S.P, concentra su actividad en dos líneas de negocios: Comercialización y Distribución. El mercado atendido por la compañía se encuentra dividido en cinco (5) regiones: Metropolitana Cúcuta, Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica, proveyendo sus servicios a 47 municipios, de los cuales 40 se encuentran ubicados en el departamento Norte de Santander, 6 en Cesar y 1 en Bolívar¹⁸. Para el caso en estudio, la Subestación San Mateo se encuentra ubicada en la parte alta del Barrio Bogotá, sector Monitora de Comunicaciones, exactamente en la Avenida 12 Calle 39, en la capital del departamento de Norte Santander, el municipio de Cúcuta y su entrada principal queda al lado de la autopista a San Antonio después de pasar el nuevo peaje de San Simón. Desde el punto de vista constructivo la Subestación San Mateo, se determinó que según su composición se conoce como subestaciones tipo intemperie, ya que todos los

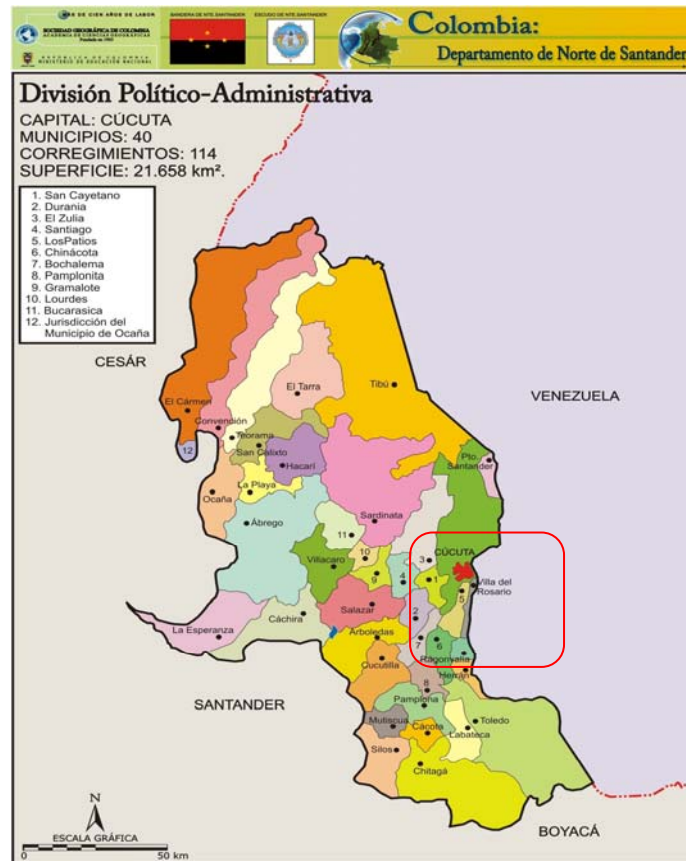
¹⁸ CENS. Pagina institucional. Disponible en Internet en: <http://www.cens.com.co/es-co/institucional/%C2%BFd%C3%B3ndeestamos.aspx>

equipos instalados se encuentran en terrenos expuestos a la intemperie que están diseñados para soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas como la lluvia, el viento, inclemencias atmosféricas diversas, etc.

4.1 ENTORNO

En la Figura 6, se presenta de forma gráfica la localización del proyecto, que se resalta la ubicación en la ciudad de Cúcuta.

Figura 6. Localización general



Fuente: Sociedad Geográfica Colombiana. Consulta pagina institucional.
Disponible en Internet en:
http://www.sogeocol.edu.co/dptos/nte_santander_05_division.jpg

En la figura 7, donde se muestra una vista satelital de la ciudad de Cúcuta, se puede apreciar exactamente la ubicación de la Subestación San Mateo, y ver en detalle las zonas donde posiblemente se ampliara la carga para esta subestación, se proyecta la construcción de un centro comercial “Tenis Park”, que será el más grande de Cúcuta y demás proyectos de Urbanización; observando la ubicación de los proyectos con respecto a la Subestación Eléctrica, esta se encuentra muy cerca al punto de carga donde se solicitará más carga para la construcción del nuevo proyecto en la ciudad de Cúcuta.

Figura 7. Vista satelital de la Subestación San Mateo, Barrio Bogotá



Fuente: Gogle.com. Consulta posición geográfica. Disponible en Internet en: <https://www.google.es/maps>

Entre las variables que afectan positiva o negativamente sobre el proyecto de ampliación de carga de la Subestación San Mateo están:

- Este proyecto se desarrollaría dentro de la zona fronteriza con el hermano país de Venezuela, la cual tienen manejos políticos y diplomáticos especiales de acuerdo al estado en que se encuentren las relaciones entre los dos países. Las diferencias diplomáticas impactan sobre el comercio local y el suministro de combustibles en el departamento de Norte de Santander.
- Los problemas de orden público en el sector, por lo que se ha visto afectada por la invasión de terrenos aledaños al predio donde actualmente se encuentra ubicada la Subestación San Mateo y que pueden dificultar en momentos el acceso del personal, maquinaria y la operación de forma segura para el momento en que se pretendan comenzar con los trabajos de ampliación.
- La vía que actualmente se encuentra construida para llegar a la Subestación San Mateo, aunque es la única y en el momento se encuentra en buen estado, no será fácil para acceder con la maquinaria pesada y los equipos necesarios a instalar para el proyecto de ampliación de la Subestación San Mateo, por cuanto es angosta para el tránsito de camiones de carga pesada.
- Dentro de las expectativas que pueden tener la comunidad de la zona frente al proyecto, sería que aunque el proyecto se ejecutará dentro de predios privados y la inversión es privada, no se debe dejar de lado la responsabilidad social de contribuir al desarrollo sostenible y bienestar de la comunidad que se encuentra alrededor de la subestación eléctrica.
- Aunque CENS, pretende realizar diferentes obras para mejorar su infraestructura con proyectos que beneficiaran y reforzaran el sistema eléctrico de CENS, este pretende ampliar su infraestructura para hacerla más confiable y competitiva en el futuro del sector eléctrico nacional e internacional. Sin embargo, con las condiciones hidrológicas críticas por la ocurrencia del fenómeno climatológico como “El Niño” que se ha venido presentando en

Colombia, pueden poner en peligro los precios de la energía, viéndose afectada la generación de energía eléctrica, lo que conllevaría a forjar racionamientos de manera inesperada a todos sus clientes y poniendo en riesgo los grandes negocios de CENS, como lo es de comercializar y distribuir energía eléctrica durante los próximos años.

4.2 ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN SAN MATEO

La Subestación San Mateo, en el patio del nivel de 230 Kv es propiedad de la empresa Interconexión Eléctrica ISA S.A. quienes se encargan del mantenimiento y operación del patio en mención. El patio en el nivel de 115 kV, en adelante pertenece a CENS y desde la función que desempeña es una Subestación de Enlace para interconexiones de líneas, debido a que aseguran la unión entre las diferentes líneas de transmisión en alta tensión y funcionan a la misma tensión de servicio, o por medio de transformadores, reduce la potencia a valores menores para la alimentación de los sistemas de transmisión y distribución de energía.

La configuración que posee esta subestación eléctrica en su nivel de 230 Kv es un arreglo de barra principal y una barra de transferencia, debido que este arreglo resulta más flexible (permitiendo más espacios para ampliaciones futuras), y cuenta con varios interruptores de transferencia, por lo que para darles mantenimiento no será necesario interrumpir el servicio de energía eléctrica a los circuitos de salida, debido a la barra principal es la única que permanentemente estará energizada. En la siguiente foto 1, se muestra en detalle la distribución de las bahías, los equipos y el estado actual de la Subestación San Mateo.

Foto 1. Patio de la Subestación San Mateo nivel de 230 KV – 115 KV



Fuente: HMV Ingenieros. Informe de ingeniería conceptual presentado a CENS S.A E.S.P. San José de Cúcuta.

La Subestación San Mateo cuenta con las siguientes bahías:

Patio actual 230 kV:

Bahía de Línea 230 kV hacia Corozo 1.

Bahía de Línea 230 kV hacia Corozo 2.

Bahía de Transformación 230/115 kV: Banco de Autotransformadores No. 1,
Monofásicos: 230/115 kV, 3 x 50 MVA MVA.

Bahía de Transferencia/Acople.

Bahía de Línea 230 kV hacia la SE Ocaña.

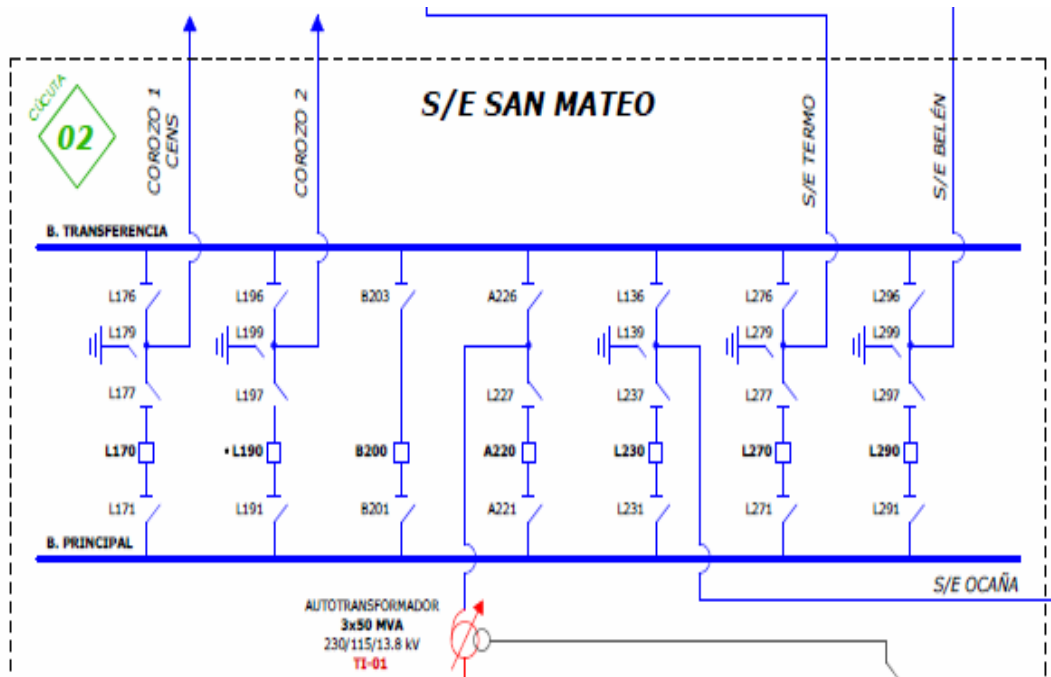
Espacio para bahía futura 230 kV.

Bahía de Línea 230 kV hacia la SE Termotasajero.

Bahía de Línea 230 kV hacia la SE Belén.

En la figura 8, se muestra el diagrama unifilar general de la Subestación San Mateo, el cual se puede observar la configuración que posee y las conexiones en el nivel de 230 kV que tiene con las Subestaciones Belén y Ocaña.

Figura 8. Diagrama unifilar de la Subestación San Mateo Nivel 230 KV



Fuente: Autor del proyecto basado en la información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Para su nivel de 115 Kv esta subestación posee un arreglo igual al descrito para el nivel de 230 Kv, debido a que este arreglo resulta más fácil a la hora de realizar trabajos de mantenimientos por parte los ingenieros del Área de Subestaciones y Líneas - ASUL, encargados de la supervisión y mantenimiento de todo lo relacionado con las subestaciones eléctricas de CENS.

En el nivel de 34.5 Kv, la configuración que se tiene es de barra sencilla, debido a su nivel de tensión; no ofrece un mayor grado de flexibilidad a los circuitos que se alimentan por una sola barra, ya que en caso de una falla en la barra produciría la salida total de los circuitos y dificultando el mantenimiento de los equipos.

En el nivel de 13.8 Kv, posee la misma configuración descrita en el nivel anterior con sus respectivos circuitos de salida ya que esta configuración no se utiliza en los niveles más altos por parte de los ingenieros de la unidad de proceso.

Foto 2. Patio de la Subestación San Mateo nivel de 230 KV



Fuente: Autor del proyecto

Figura 9. Vista satelital Subestación San Mateo



Fuente: Gogle.com. Consulta posición geográfica. Disponible en Internet en: <https://www.google.es/maps>

Se plantea la ampliación de la Subestación en el espacio donde actualmente posee una zona amplia y despejada, la zona suroriental, sector que se indica en la Figura 9.

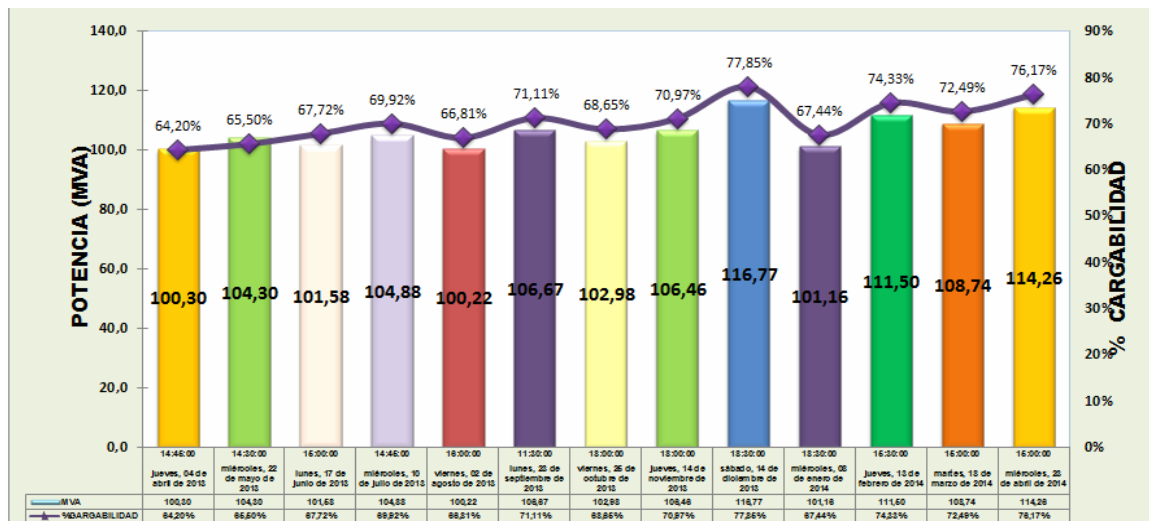
De la información obtenida por parte del área de Operación y calidad de CENS S.A E.S.P., se puede obtener los comportamientos de las subestaciones eléctricas, durante los últimos meses del año 2013 y los primeros meses del año 2014, que para nuestro caso se pudieron analizar los datos de la cargabilidad de los autotransformadores de 150 MVA de la Subestación San Mateo, en la cual se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Límites de porcentaje de cargabilidad SE San Mateo Nivel 230 kV

SUBESTACION SAN MATEO					
TRAFO	FECHA	HORA	MVA	%GARGABILIDAD	MVA_MAX
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	jueves, 04 de abril de 2013	14:45:00	100,30	64,20%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	miércoles, 22 de mayo de 2013	14:30:00	104,30	65,50%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	lunes, 17 de junio de 2013	15:00:00	101,58	67,72%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	miércoles, 10 de julio de 2013	14:45:00	104,88	69,92%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	viernes, 02 de agosto de 2013	16:00:00	100,22	66,81%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	lunes, 23 de septiembre de 2013	11:30:00	106,67	71,11%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	viernes, 25 de octubre de 2013	18:00:00	102,98	68,65%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	jueves, 14 de noviembre de 2013	18:00:00	106,46	70,97%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	sábado, 14 de diciembre de 2013	18:30:00	116,77	77,85%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	miércoles, 08 de enero de 2014	18:30:00	101,16	67,44%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	jueves, 13 de febrero de 2014	15:30:00	111,50	74,33%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	martes, 18 de marzo de 2014	15:00:00	108,74	72,49%	150
AUTOTRAFOS 150 MVA 230/115/13,8 KV	miércoles, 23 de abril de 2014	15:00:00	114,26	76,17%	150

Fuente: Autor del proyecto basado en la información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Figura 10. Cargabilidad Subestación San Mateo Nivel 230 KV



Fuente: Autor del proyecto basado en la información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

De la figura 10, se puede evidenciar que para la Subestación San Mateo, actualmente se tiene un promedio de 70 % de su cargabilidad en sus condiciones normales, esto por supuesto sin tener en cuenta las cargas adicionales que la empresa CENS tiene instalado en su sistema eléctrico (Nivel 230 KV - SE Belén y SE Ocaña), ya que para el caso en el que se presente una contingencia N-1 en las Subestaciones mencionadas, CENS S.A E.S.P. debería contar un plan de contingencia o respaldo en todos los elementos del STR y conexiones al STN que puedan mitigar esta situación.

Con el fin de dar cumplimiento a la regulación enunciada en la CREG 097 de 2008, se realizó un análisis de contingencias del sistema eléctrico de CENS ante fallas N-1 en todos los elementos del STR y de conexión al STN, garantizando que la demanda actual y futura pueda ser atendida ante la salida de uno de éstos y la operación del STN no se vea afectada.

5. ESTUDIO DE MERCADO

5.1 MERCADO OBJETIVO

Es la Subestación San Mateo, propiedad de la empresa CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., y que hace parte del sistema eléctrico de CENS que se encuentra interconectado con el sistema de interconexión nacional - STN en el nivel 230 kV, donde tiene instalados tres (3) Autotransformadores de 50 MVA cada uno para prestar el servicio de energía eléctrica a los usuarios de las comunas Centro Oriental, Oriental y Sur Oriental de la Ciudad de Cúcuta.

5.2 EL PRODUCTO

La energía que desde el punto de vista social y económico, es un recurso natural primario o derivado, que permite realizar trabajo o servir de subsidiario a actividades económicas independientes de la producción de energía. Como todas las formas de energía una vez convertidas en la forma apropiada son básicamente equivalentes, toda la producción de energía en sus diversas formas puede ser medida en las mismas unidades¹⁹.

El producto que ofrece la empresa CENS S.A E.S.P. es la energía eléctrica en MegaWatio-hora (MW-h) en 115 kV en bornes del secundario del autotransformador o salida del mismo en la Subestación San Mateo, el cual es un elemento fundamental para la prestación del servicio por parte de la electrificadora en beneficio de todos sus usuarios.

¹⁹ Wikipedia. Energía (tecnología) (en línea).disponible en Internet en: [http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_\(tecnolog%C3%ADa\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_(tecnolog%C3%ADa))

El sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección. Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas²⁰.

Además, la transmisión y la distribución de electricidad constituye un monopolio, ya que se trata de una actividad intensiva en capital, en las cuales se requiere una conexión directa con los consumidores, en la cual la demanda de un producto no almacenable, como la energía eléctrica, varía en periodos cortos de tiempo, lo que hace que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo.

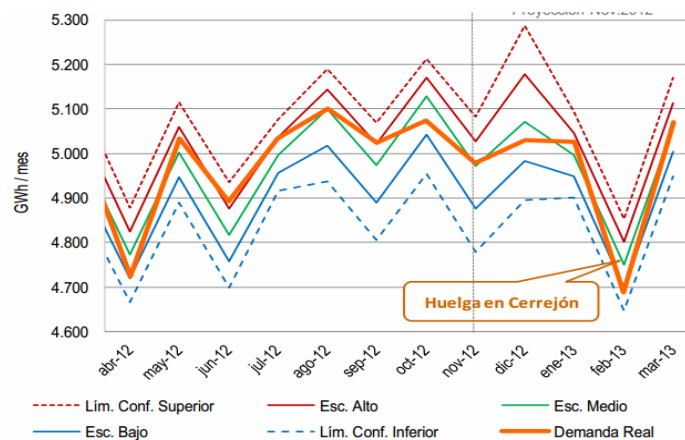
5.3 Proyección de la demanda de energía. La proyección global de energía y potencia durante el período 2011 – 2021, se realizó con base a la tasa de crecimiento de la demanda nacional, escenario medio, publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME en el Plan Expansión Referencia 2012-2024.

De acuerdo con lo anterior, es necesario conocer el estado actual del sistema eléctrico del OR CENS e identificar las necesidades en la infraestructura eléctrica a implementarse en los próximos años, por lo que se realizó la proyección de demanda de potencia con base en el escenario de crecimiento medio, teniendo en cuenta la información presentada por la UPME, respecto a la proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia, en la cual se indica lo siguiente:

²⁰ Wikipedia. Sistema de suministro eléctrico. (en línea). Disponible en Internet en: http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico

Las proyecciones de demanda de energía que se presentan en la figura 11, fueron realizadas anteriormente por la UPME (año 2012) y la demanda efectivamente ocurrida. En ésta, el segundo semestre del año 2012, se muestra una tendencia a mantenerse cercana al escenario medio de proyección, siempre dentro de los límites de confianza, para un crecimiento de 3.6 % respecto al segundo semestre del año 2011.

Figura 11. Seguimiento mensual a la demanda nacional de energía eléctrica

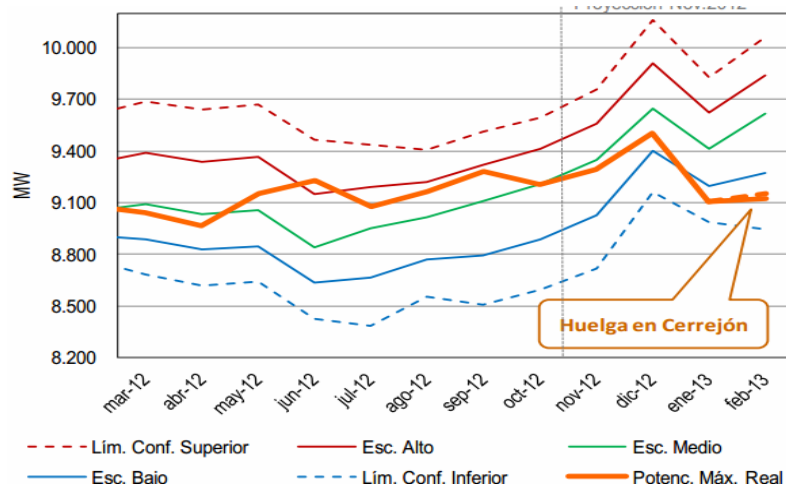


Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

La demanda de potencia máxima eléctrica ha tenido una evolución semejante a la de la energía: durante el segundo semestre del año 2012 siguió el escenario medio de proyección y durante los dos primeros meses del año 2013 ha sido inferior al escenario bajo, aunque dentro de los límites de confianza como se muestra en la figura 12 a continuación²¹.

²¹ Unidad de Planeación. Minero Energética. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia (en línea). 2013. Bogotá. Disponible en Internet en: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Abr_2013.pdf

Figura 12. Seguimiento mensual a la demanda nacional máxima de potencia eléctrica



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

Como se puede observar en las anteriores figuras 11 y 12, para la demanda nacional de energía y la demanda nacional máxima de potencia, el escenario medio, siempre tiende a ser casi muy cercano y/o paralela al escenario real, por cuanto los resultados obtenidos por la UPME han evidenciado estos valores más aproximados a la realidad.

5.4 PROCEDIMIENTO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA

Según el informe presentado por la UPME, se evidencian métodos para realizar la proyección de la demanda de energía y potencia máxima, una de corto plazo y otra de largo plazo, las cuales dependerán del tiempo en la cual se quiera proyectar estas dos variables, según los consumos por meses y/o por años respectivamente.

Para la elaboración de la proyección de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de corto plazo, la UPME desarrolló modelos de series de tiempo con resolución mensual con los que se calculan para los próximos doce meses la evolución de estas variables. Los modelos se complementan al introducir la cantidad de los diferentes tipos de días que tiene cada mes, considerando que cada tipo de día tiene consumos energéticos particulares; de esta forma es posible determinar y proyectar la tendencia y estacionalidad del consumo para los meses proyectados²².

En la tabla 3, se presenta los tres escenarios (Alto, medio y Bajo) por parte de la UPME de la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica de corto plazo para los doce meses del año 2013, teniendo en cuenta datos registrados por la UPME para el año 2012.

Tabla 3. Proyección de demanda nacional de energía eléctrica de corto plazo

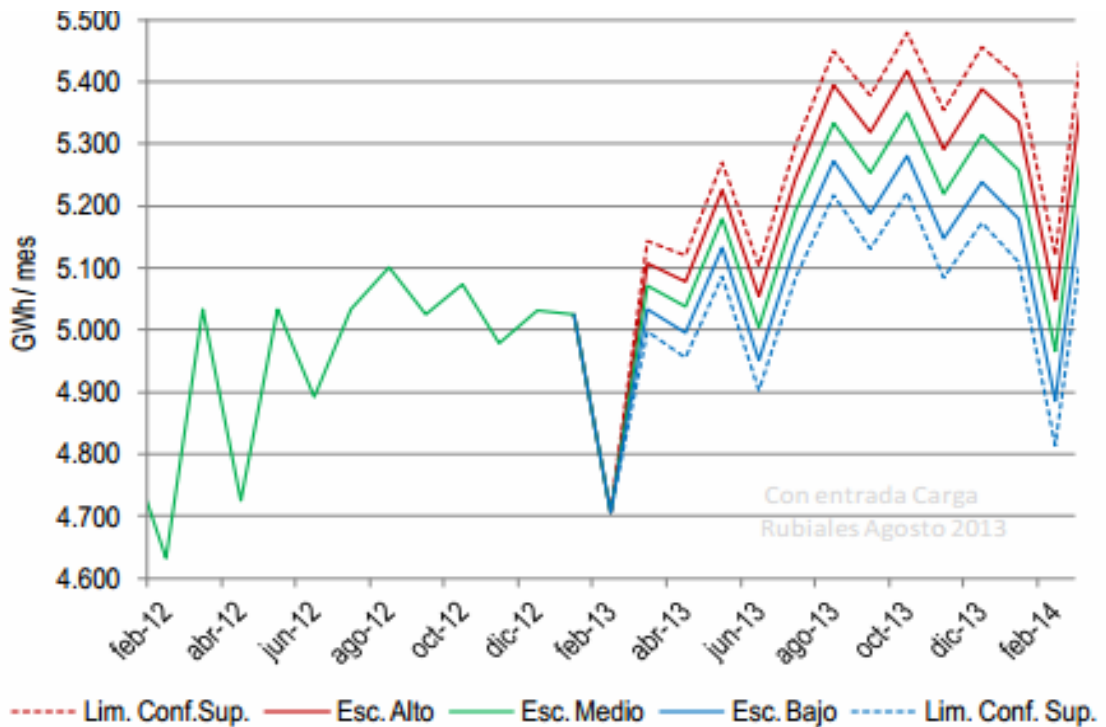
[GWh/mes]	Lim. Conf. Sup.	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Lim. Conf. Sup.
ene-13			5.025,4		
feb-13			4.707,0		
mar-13	5.142,9	5.107,5	5.070,6	5.033,8	4.998,4
abr-13	5.119,3	5.079,0	5.036,9	4.994,8	4.954,5
may-13	5.269,9	5.225,2	5.178,5	5.131,8	5.087,1
jun-13	5.102,6	5.053,8	5.003,0	4.952,1	4.903,3
jul-13	5.298,2	5.245,7	5.191,0	5.136,3	5.083,7
ago-13	5.449,8	5.395,6	5.333,4	5.271,2	5.217,1
sep-13	5.377,2	5.319,7	5.254,0	5.188,4	5.130,8
oct-13	5.479,7	5.418,9	5.350,3	5.281,6	5.220,8
nov-13	5.355,4	5.291,6	5.219,6	5.147,7	5.083,8
dic-13	5.455,6	5.388,9	5.314,1	5.239,3	5.172,5

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

²² Ibid. p. 15.

En la siguiente figura 13, se presenta los resultados obtenidos para los siguientes doce meses del año 2013.

Figura 13. Resultados de la proyección de demanda nacional de energía eléctrica de corto plazo



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogota. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

De igual manera, en la tabla 4 se presenta los tres escenarios (Alto, medio y Bajo) por parte de la UPME de la proyección de la demanda de potencia de corto plazo para los doce meses del año 2013, teniendo en cuenta datos registrados por la UPME para el año 2012.

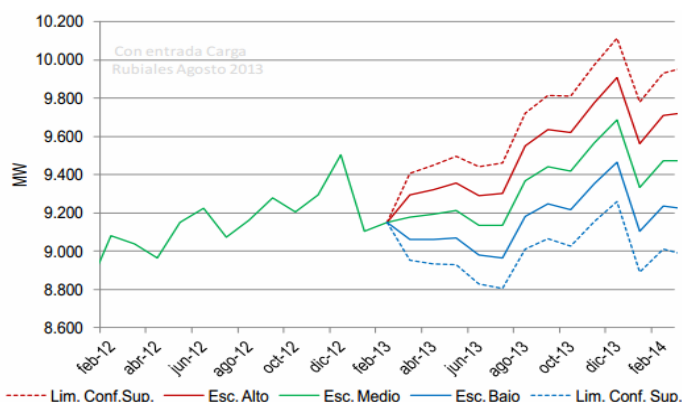
Tabla 4. Proyección de demanda de potencia máxima eléctrica de corto plazo

[MW]	Lim. Conf. Sup.	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Lim. Conf. Sup.
ene-13			9.103		
feb-13			9.151		9.151
mar-13	9.407	9.296	9.180	9.064	8.952
abr-13	9.449	9.323	9.192	9.061	8.936
may-13	9.496	9.357	9.213	9.069	8.930
jun-13	9.442	9.292	9.135	8.979	8.829
jul-13	9.463	9.302	9.134	8.967	8.806
ago-13	9.721	9.550	9.367	9.183	9.013
sep-13	9.816	9.635	9.442	9.248	9.067
oct-13	9.813	9.623	9.420	9.217	9.027
nov-13	9.976	9.778	9.565	9.353	9.154
dic-13	10.115	9.908	9.687	9.466	9.259

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

En la siguiente figura 14, se presenta los resultados obtenidos para los siguientes doce meses.

Figura 14. Resultados de la proyección de demanda nacional de potencia eléctrica máxima de corto plazo



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

Esta información contenida en las tablas 3 y 4, se descartan para la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica y la potencia máxima de corto plazo que

se deberá tener en cuenta para este estudio, por cuanto la información se desarrolla para modelos de series de tiempo con resolución mensual que se calculan para los próximos doce meses con base del año anterior.

Por otra parte, para la elaboración de la proyección de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de largo plazo, la UPME tiene en cuenta la ecuación característica que se utiliza y define la demanda de energía eléctrica de cada año, como la suma de las ventas de la misma, las pérdidas de los sistemas de distribución, las cargas especiales, y las pérdidas del sistema de transmisión nacional.

En la Tabla 5 a continuación, se muestra los escenarios (Alto, medio y Bajo) de proyección de demanda nacional de energía eléctrica anual para Colombia para las siguientes dos décadas, el cual la UPME realiza la proyección de la demanda con información recopilada desde el año 1975.

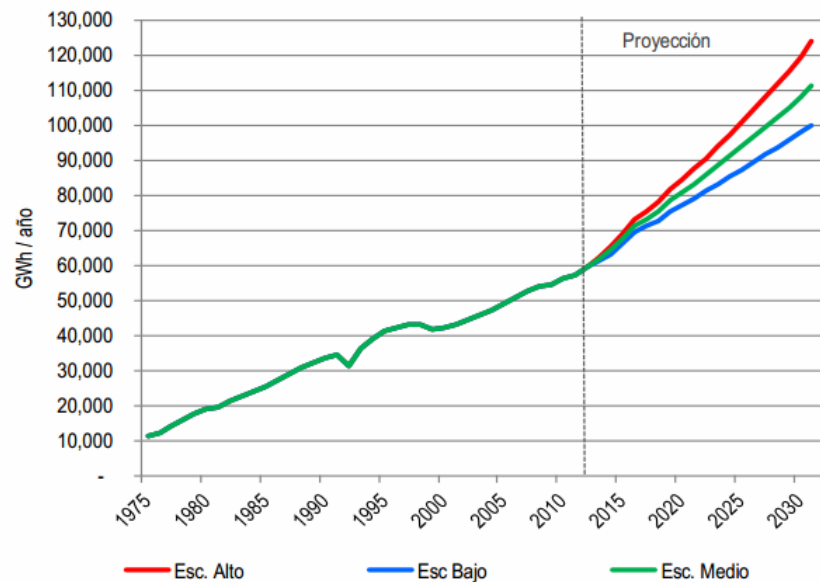
Tabla 5. Escenarios de proyección de demanda nacional de energía eléctrica anual

GWh/ año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc Bajo
1975		11,090	
1976		12,334	
1977		13,930	
1978		15,899	
1979		17,554	
1980		18,985	
1981		19,226	
1982		21,045	
1983		22,455	
1984		24,060	
1985		25,292	
1986		27,055	
1987		29,014	
1988		30,612	
1989		32,023	
1990		33,506	
1991		34,615	
1992		31,071	
1993		36,326	
1994		39,120	
1995		41,382	
1996		42,100	
1997		43,101	
1998		43,240	
1999		41,503	
2000		42,246	
2001		43,215	
2002		44,499	
2003		45,768	
2004		47,017	
2005		48,829	
2006		50,815	
2007		52,851	
2008		53,916	
2009		54,679	
2010		56,148	
2011		57,160	
2012		59,367	
2013	62,258	61,684	61,109
2014	65,399	64,386	63,179
2015	69,082	67,747	66,316
2016	72,940	71,083	69,281
2017	75,626	73,289	71,176
2018	78,180	75,400	72,894
2019	81,586	78,395	75,433
2020	84,483	80,834	77,360
2021	87,520	83,309	79,275
2022	90,626	85,817	81,253
2023	93,900	88,438	83,303
2024	97,294	91,124	85,379
2025	100,781	93,851	87,460
2026	104,321	96,580	89,510
2027	107,966	99,355	91,569
2028	111,744	102,202	93,658
2029	115,676	105,135	95,790
2030	119,775	108,163	97,969
2031	124,053	111,292	100,202

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

De igual manera, en la figura 15, se ilustran los tres escenarios (Alto, medio y Bajo) de proyección de la demanda nacional de energía eléctrica, como se muestra a continuación.

Figura 15. Escenarios de proyección de demanda nacional de energía eléctrica



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

De igual manera, para la proyección de demanda máxima de potencia eléctrica en el largo plazo, la UPME parte del cálculo de la relación entre la potencia máxima anual (que normalmente se presenta la segunda semana de diciembre alrededor de las 19 horas) y la potencia media anual (la división de la energía anual sobre el número de horas del año). La tendencia histórica ha sido la de un mayor crecimiento de la potencia media (demanda de energía) que de la potencia máxima o pico.

En la tabla 6 a continuación, se muestra los escenarios (Alto, medio y Bajo) de proyección de potencia máxima eléctrica para Colombia para las siguientes dos décadas, el cual la UPME realiza la proyección de la potencia con información recopilada desde el año 1999.

Tabla 6. Escenarios de proyección de potencia máxima eléctrica anual

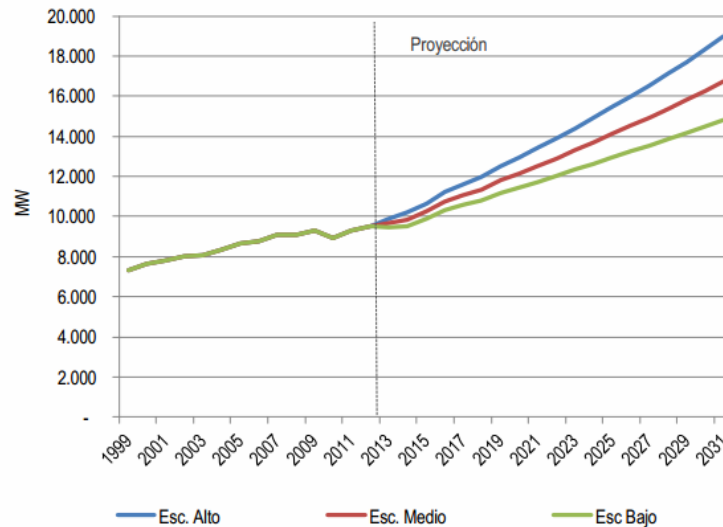
MW	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc Bajo
1999		7.345	
2000		7.617	
2001		7.783	
2002		8.018	
2003		8.050	
2004		8.332	
2005		8.639	
2006		8.762	
2007		9.093	
2008		9.079	
2009		9.290	
2010		8.946	
2011		9.295	
2012		9.504	
2013	9.908	9.687	9.466
2014	10.194	9.858	9.523
2015	10.659	10.268	9.895
2016	11.244	10.755	10.312
2017	11.626	11.059	10.566
2018	12.001	11.362	10.806
2019	12.514	11.804	11.175
2020	12.953	12.166	11.456
2021	13.414	12.536	11.737
2022	13.888	12.911	12.028
2023	14.387	13.304	12.330
2024	14.905	13.707	12.637
2025	15.438	14.116	12.944
2026	15.978	14.525	13.247
2027	16.535	14.941	13.551
2028	17.112	15.368	13.859
2029	17.713	15.808	14.174
2030	18.339	16.263	14.496
2031	18.992	16.732	14.826

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

En la siguiente figura 16, se ilustran los tres escenarios (Alto, medio y Bajo) de proyección de potencia máxima eléctrica para Colombia, como se muestra a continuación.

Es de anotar que estos escenarios consideran la demanda nacional y no exportaciones o importaciones de energía.

Figura 16. Escenarios de proyección de potencia máxima eléctrica



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda energía eléctrica en Colombia (en línea). Bogotá. Disponible en Internet en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/estudios/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica>

Para nuestro estudio, se toma en cuenta el estado actual del sistema eléctrico del OR CENS, la metodología planteada de la proyección de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de largo plazo, por cuanto con este se pueden proyectar las cargas en años e igualmente identificar las necesidades en la infraestructura eléctrica a implementarse a futuro, por lo que se realizó la proyección de demanda de potencia con base en el escenario de crecimiento medio, teniendo en cuenta la información anterior presentada por la UPME.

Por lo anterior, se tomó la información de la energía y potencia real del sistema consumido en el año 2013, recopilado por medio de los medidores y del sistema

SCADA de CENS, dispuesta en cada subestación, respectivamente y suministrada por el Área de Operación y Calidad.

Los resultados de la proyección de energía y la potencia se le introdujeron al software DigSILENT PowerFactory, en el cual se tomaron en cuenta los datos máximos de la proyección de la potencia, que se muestran en la tabla 7 a continuación:

Tabla 7. Potencia máxima registrada en el sistema eléctrico de CENS

S/E	2013 CasoBase			
	P(MW)	Q(MVAR)	S(MVA)	FP
SAN MATEO	58,3880	22,4141	62,5926	0,9328
ESCOBAL	7,3861	3,4624	8,1574	0,9055
EL SAMAN	7,3799	4,0743	8,4299	0,8754
LA INSULA	11,5351	5,4447	12,7919	0,9018
ATALAYA	3,6493	1,9431	4,1344	0,8827
BELÉN	41,2249	18,8700	45,4387	0,9073
CORNEJO	1,0262	0,5766	1,1771	0,8718
EL ZULIA	1,2278	0,6413	1,3852	0,8864
LA CULEBRA	2,1736	0,9496	2,3776	0,9142
PALERMO	3,5450	1,4260	3,8211	0,9278
PAMPLONA	6,0460	1,5920	6,2521	0,9670
LOS PATIOS	3,9381	1,7258	4,2997	0,9159
SALAZAR	2,2549	0,4406	2,2975	0,9814
SARDINATA	2,1596	0,6351	2,2510	0,9594
SEVILLA	28,5195	12,3357	31,0730	0,9178
OCAÑA	13,5261	4,4205	14,2434	4,7711
ABREGO	1,8998	0,6747	2,0161	0,9423
AYACUCHO	4,6086	1,6747	4,9328	0,9343
CONVENCIÓN	7,8111	1,2239	7,9562	0,9818
TIBU	5,4179	2,3531	6,1165	0,8858
PLANTA ZUL	3,0180	1,2200	3,2558	0,9270
TOLEDO	2,0304	0,3384	2,0584	0,9864
AGUACHICA	15,5485	5,0467	16,3928	0,9485
SAMORE	0,5976	0,2016	0,6307	0,9475
TOTAL SDL CENS	234,9119	93,6849	254,0817	0,9246

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Teniendo en cuenta la tabla 7 de escenarios de proyección de potencia máxima eléctrica anual, se calcularon el crecimiento medio para cada uno de los años, el cual servirá como base para proyectar la carga de CENS para los próximos años, teniendo como base toda la información de la UPME. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8. Demanda de potencia máxima nacional (Crecimiento medio)

MW	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc Bajo	Crecimiento Med
1999		7.345		-
2000		7.617		3,703%
2001		7.783		2,179%
2002		8.018		3,019%
2003		8.050		0,399%
2004		8.332		3,503%
2005		8.639		3,685%
2006		8.762		1,424%
2007		9.093		3,778%
2008		9.079		-0,154%
2009		9.290		2,324%
2010		8.946		-3,703%
2011		9.295		3,901%
2012		9.504		2,249%
2013	9.908	9.687	9.466	1,926%
2014	10.194	9.858	9.523	1,77%
2015	10.659	10.268	9.895	4,16%
2016	11.244	10.755	10.312	4,74%
2017	11.626	11.059	10.566	2,83%
2018	12.001	11.362	10.806	2,74%
2019	12.514	11.804	11.175	3,89%
2020	12.953	12.166	11.456	3,07%
2021	13.414	12.536	11.737	3,04%
2022	13.888	12.911	12.028	2,99%
2023	14.387	13.304	12.330	3,04%
2024	14.905	13.707	12.637	3,03%
2025	15.438	14.116	12.944	2,98%
2026	15.978	14.525	13.247	2,90%
2027	16.535	14.941	13.551	2,86%
2028	17.112	15.368	13.859	2,86%

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Con los datos obtenidos en la tabla 8, se puede realizar la proyección de potencia de CENS para cada año, la cual se muestra en la Tabla 9 a continuación, donde se tuvieron en cuenta las cargas adicionales proyectadas e identificadas por CENS y que entraran hacer parte del sistema eléctrico en el tiempo ya identificado por la empresa.

Tabla 9. Proyección de demanda de potencia del O.R CENS

	2013 CasoBase	2014	2015	2016	2017	2018	2019
S/E	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)
SAN MATEO	58,3880	59,4187	61,8900	83,0599	84,8922	86,7186	89,3827
ESCOBAL	7,3861	7,5165	7,8291	8,2004	8,4322	8,6632	9,0003
EL SAMAN	7,3799	7,5102	7,8225	8,1935	8,4251	8,6560	8,9927
LA INSULA	11,5351	13,6917	15,1099	15,6899	16,0519	16,4127	16,9390
ATALAYA	3,6493	3,7137	3,8682	4,0516	4,1662	4,2803	4,4468
BELÉN	41,2249	41,9526	43,6974	49,0249	50,3187	51,6081	53,4891
CORNEJO	1,0262	1,0443	1,0877	1,1393	1,1715	1,2036	1,2505
EL ZULIA	1,2278	1,2495	1,3014	1,3632	1,4017	1,4401	1,4961
LA CULEBRA	2,1736	2,2120	2,3040	2,4132	2,4815	2,5494	2,6486
PALERMO	3,5450	3,6076	3,7576	3,9358	4,0471	4,1580	4,3197
PAMPLONA	6,0460	6,1527	6,4086	6,7126	6,9023	7,0914	7,3673
LOS PATIOS	3,9381	4,0076	4,1743	4,3723	4,4959	4,6190	4,7987
SALAZAR	2,2549	2,2947	2,3901	2,5035	2,5743	2,6448	2,7477
SARDINATA	2,1596	2,1977	2,2891	2,3977	2,4655	2,5330	2,6316
SEVILLA	28,5195	29,0229	30,2300	31,6638	32,5588	33,4509	34,7522
OCAÑA	13,5261	13,7649	14,3374	15,0174	15,4418	15,8649	16,4821
ABREGO	1,8998	1,9333	2,0137	2,1093	2,1689	2,2283	2,3150
AYACUCHO	4,6086	4,6899	4,8850	5,1167	5,2613	5,4055	5,6157
CONVENCIÓN	7,8111	12,1408	12,3342	12,5640	12,7074	18,7403	24,1689
TIBU	5,4179	18,8905	23,6389	34,9872	40,1303	40,2997	40,5469
PLANTA ZUL	3,0180	3,0713	4,8107	11,0324	13,9676	15,6367	15,7744
TOLEDO	2,0304	2,0662	2,1522	2,2543	2,3180	2,3815	2,4741
AGUACHICA	15,5485	15,8230	20,0127	20,7944	21,2824	23,0707	23,7801
SAMORE	0,5976	0,6081	0,6334	0,6635	0,6822	0,7009	0,7282
TOTAL SDL CENS - MAX	234,9119	258,5806	278,9783	329,2608	344,3446	360,3577	376,1484
TOTAL SDL CENS - MED	204,8122	227,9495	246,6550	295,4044	313,5969	328,7676	343,3294
TOTAL SDL CENS - MIN	146,2491	168,3526	184,9563	230,7794	245,9082	259,2242	271,0807

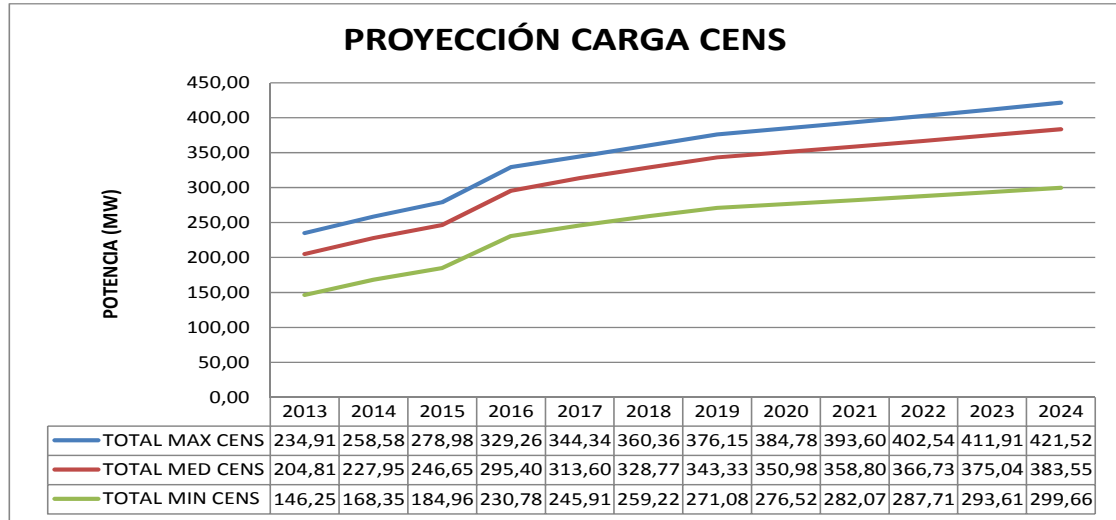
Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Tabla 10. Proyección de la demanda de potencia de CENS – 2013 – 2023

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA CENS 2013 - 2026 (MW) - MÁXIMA												
Carga	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SDL CENS	231,67	235,76	245,57	257,21	264,48	271,73	282,30	290,93	299,75	308,69	318,06	327,66
ECP TIBU	0,00	13,38	17,90	28,97	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95
ECP AYACUCHO	3,24	7,49	7,49	7,49	7,49	13,38	18,60	18,60	18,60	18,60	18,60	18,60
SECTOR MINERO PLZ	0,00	0,00	1,61	7,68	10,52	12,10	12,10	12,10	12,10	12,10	12,10	12,10
SECTOR MINERO INS	0,00	0,00	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
TERMINAL DE TRANSP	0,00	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
ÉXITO SANMATEO	0,00	0,00	0,00	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
CC. SAGA FALABELLA – TENIS PARK	0,00	0,00	0,00	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49
MEGAPROYECTO LAS LOMAS AMARILOS S.A.S	0,00	0,00	0,00	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84
S/E GRAMALOTE	0,00	0,00	0,00	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26
PUERTO FLUVIAL	0,00	0,00	2,23	2,23	2,23	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53
CONSTRUCCIÓN DE INFRAESTRUCTURA FÍSICA	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
TOTAL MAX CENS	<u>234,91</u>	<u>258,58</u>	<u>278,98</u>	<u>329,26</u>	<u>344,34</u>	<u>360,36</u>	<u>376,15</u>	<u>384,78</u>	<u>393,60</u>	<u>402,54</u>	<u>411,91</u>	<u>421,52</u>
TOTAL MED CENS	<u>204,81</u>	<u>227,95</u>	<u>246,65</u>	<u>295,40</u>	<u>313,60</u>	<u>328,77</u>	<u>343,33</u>	<u>350,98</u>	<u>358,80</u>	<u>366,73</u>	<u>375,04</u>	<u>383,55</u>
TOTAL MIN CENS	<u>146,25</u>	<u>168,35</u>	<u>184,96</u>	<u>230,78</u>	<u>245,91</u>	<u>259,22</u>	<u>271,08</u>	<u>276,52</u>	<u>282,07</u>	<u>287,71</u>	<u>293,61</u>	<u>299,66</u>
Crecimiento Carga Vegetativa		1,77%	4,16%	4,74%	2,83%	2,74%	3,89%	3,06%	3,03%	2,98%	3,03%	3,02%

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Figura 17. Proyección de carga de CENS según crecimiento UPME



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Por lo anterior, después de realizar la proyección de demanda de potencia como se indica en la tabla 10, teniendo en cuenta el crecimiento medio dado por las proyecciones identificadas por la UPME, se procederá a realizar los corridas de flujo de potencia necesarias para identificar las necesidades de infraestructura eléctrica a futuro, con base en los escenarios operativos, todo esto para garantizar la demanda actual y futura evitando así posibles racionamientos de energía eléctrica en el área de influencia CENS.

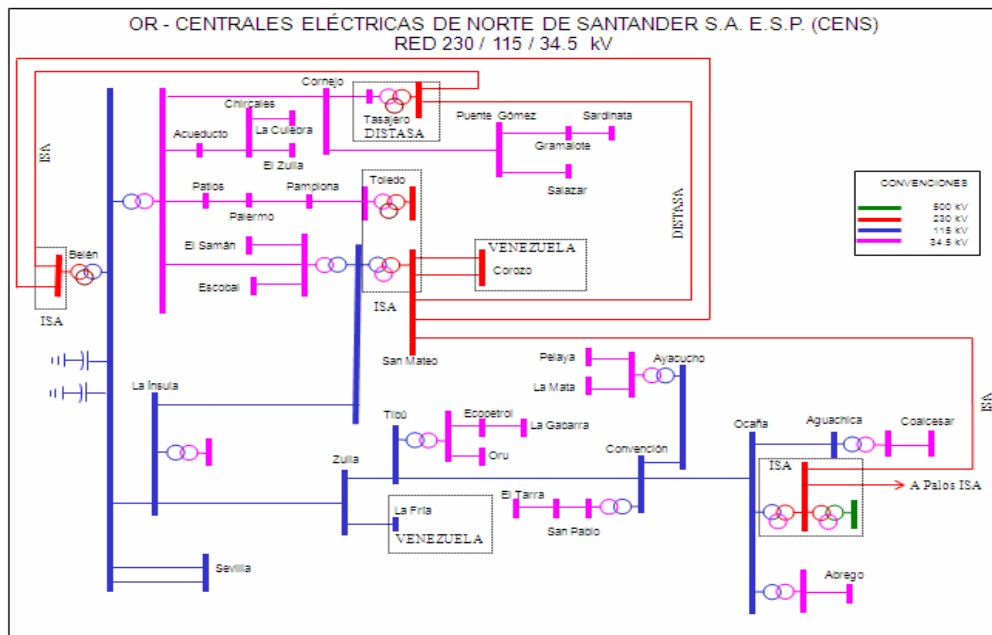
5.5 Políticas Tarifarias. Dando cumplimiento a la regulación 097 de 2008, con este estudio se analiza el sistema eléctrico del Nordeste colombiano ante fallas N-1 en todos los elementos del STR y de conexión al STN que opera CENS, garantizando que la demanda actual y futura pueda ser atendida ante la salida de uno de éstos y la operación del STN no se vea afectada.

A continuación, en la figura 18, se muestra el diagrama de la red de Nordeste, donde se visualizan todos los elementos que son objeto de estudio y donde se

evidencia el sistema eléctrico de CENS que será tenido en cuenta para las simulaciones en el software DlgSILENT PowerFactory.

La región Nordeste tendrá un crecimiento de demanda importante en los próximos cinco años, motivado principalmente, por las cargas industriales que han solicitado conexión en las subestaciones de influencia de la región, igualmente, es necesario la repotenciación de infraestructura, la normalización de subestaciones y la definición de nuevas obras para confiabilidad de la demanda propia del departamento de Norte de Santander y el sur de Cesar.

Figura 18. Sistema eléctrico del Nordeste colombiano



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

El incremento de demanda del sector industrial en la región, como el petrolero y minero, han motivado entre otras razones la materialización de este estudio. Este aumento, junto con el aumento de carga vegetativa, ha suscitado una cargabilidad

del transformador de Ocaña por encima de los límites permitidos en condiciones normales de operación.

Hace parte de este estudio la recomendación de la alternativa óptima, teniendo como fundamentos el mínimo costo de inversión al sistema y la eliminación de la energía no suministrada ante fallas N-1 de los elementos del STR y conexión al STN operados por CENS.

De esta forma, el actual estudio tiene como objetivo la planeación del sistema de CENS a largo plazo, expandiendo el sistema para la atención de las grandes industrias y la demanda vegetativa con seguridad, calidad, confiabilidad y economía.

6. ESTUDIO TÉCNICO

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los voltajes en barras deben estar entre el 90% y el 110 % del voltaje nominal para tensiones menores o iguales a 230 kV. Para el sistema de 500 kV, los voltajes deben estar entre el 90% y el 105%.

Considerando que el sistema de CENS no tiene generaciones internas que permitan realizar redespachos para eliminar sobrecargas y la única medida para eliminarlas sería realizar racionamientos, entonces no se admiten sobrecargas temporales con el fin de cumplir la reglamentación vigente sobre Energía No Suministrada, ni en el caso base ni bajo contingencia sencilla. En la tabla 3, se muestran algunas de las líneas, tanto del nivel 230 kV como 115 kV que hacen parte del sistema de CENS y que se tuvieron en cuenta para la simulación de contingencias sencillas.

Tabla 11. Líneas actuales estudiadas para contingencia sencilla

Insula - San Mateo 1 115
Insula - Zulia 1 115
Convencion - Ocana 1 115
Convencion - Tibu 1 115
Cucuta - Insula 115 kV
Tibu - Zulia 1 115
Aguachica - Ocaña 115
Ayacucho - TEcopetrol 115
Convencion - TEcopetrol 115
Palos - Ocana 1 230
Cucuta - Tasajero 1 230
Cucuta - San Mateo 1 230
San Mateo - Tasajero 1 230
Ocana - San Mateo 1 230

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS.

Se realizaron análisis de contingencias N-1:

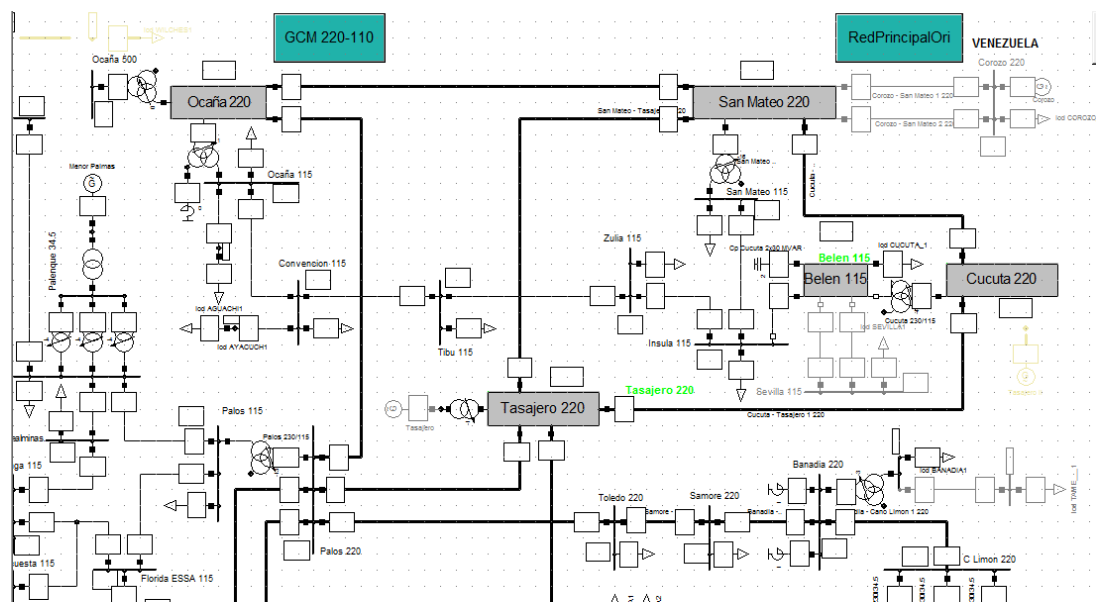
Para todas las líneas del STR a nivel de 115 kV

Todos los autotransformadores de conexión al STN, tanto en los actuales como en los propuestos en cada alternativa.

En las líneas de 230 kV y 500 kV que influyen en el sistema de CENS, considerando las líneas actuales como en las propuestas.

Por lo anterior, para la simulación del sistema eléctrico de CENS, se tendrá en cuenta todo el análisis en el nivel 4 y 5 y diferentes escenarios, con el fin de analizar las posibles fallas y/o contingencia N-1 de las subestaciones Belén y/o Ocaña en el nivel 230/115 kV, en la que SE San Mateo asumiría toda la carga.

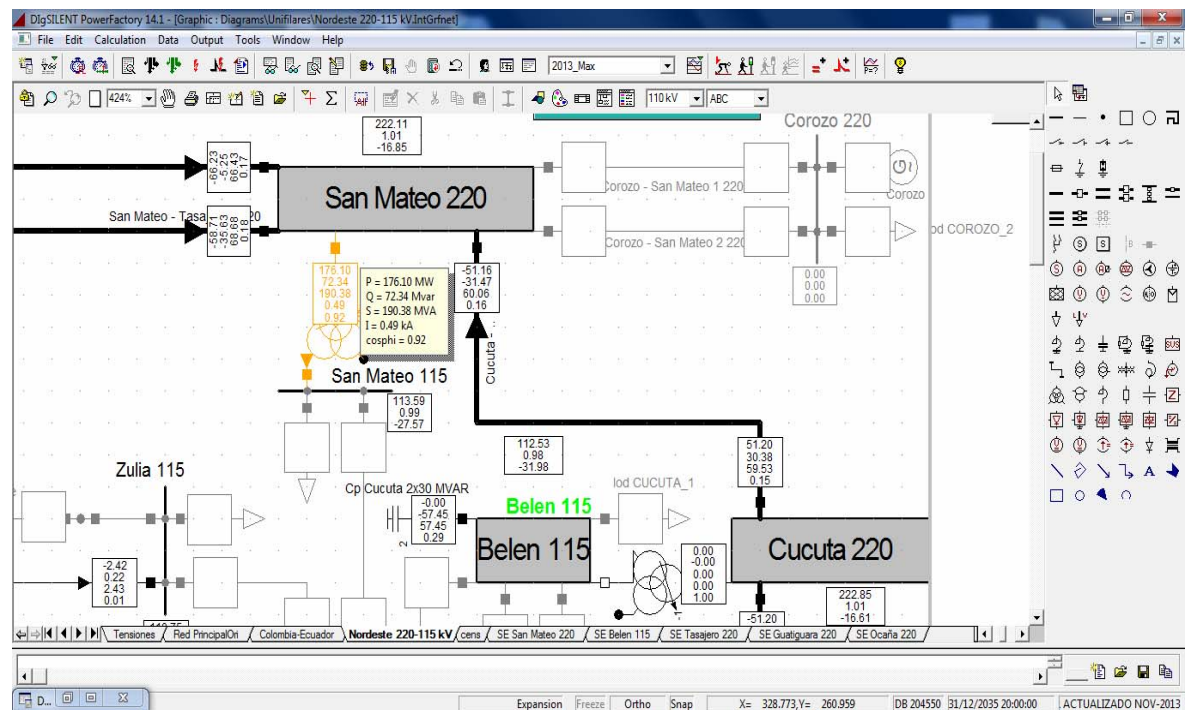
Figura 19. Diagrama unifilar del STR y conexión al STN de CENS



Fuente: Autor del proyecto basado en información obtenida del programa DigSILENT PowerFactory - Área operación y Calidad de CENS

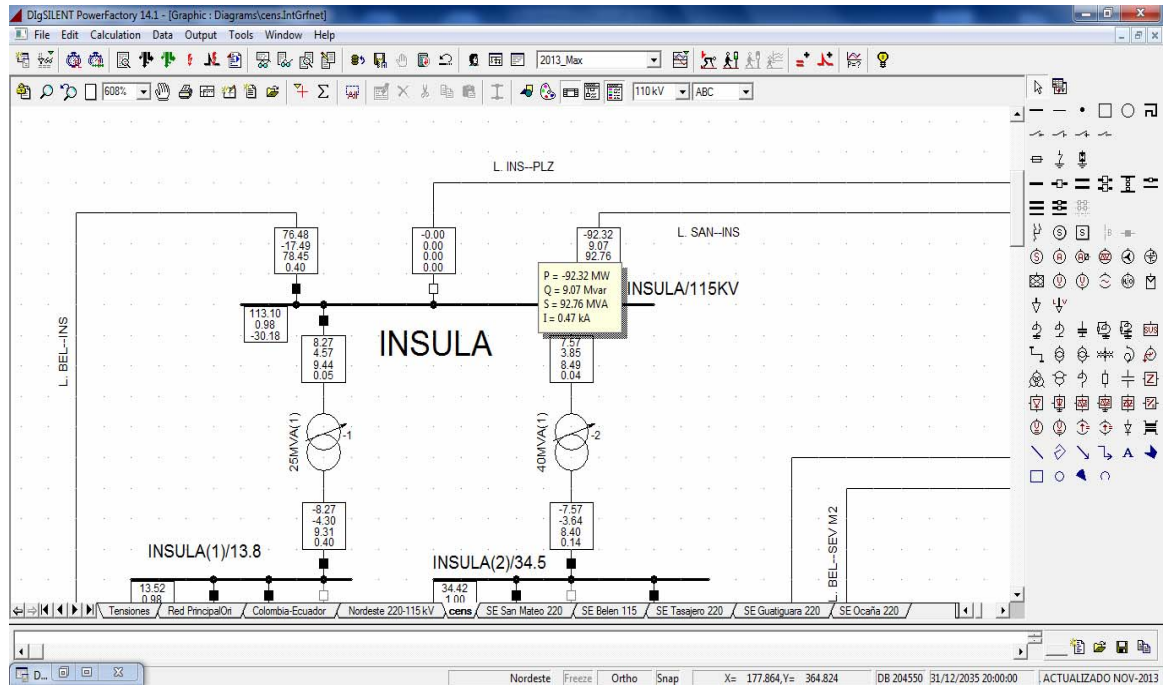
En la figura 19, se puede observar todo el sistema de CENS, tanto del STR como la conexión al STN y que fue tomada para realizar las simulaciones mediante DigSILENT PowerFactory. Se pudo simular las cargas actualmente que están funcionando en esta Subestación San Mateo, teniendo en cuenta la falla o contingencia N-1 en la Subestación Belén, lo que ocasionaría que la Subestación San Mateo y parte de la Subestación Ocaña, asuman la carga que se encuentra instalada actualmente, generando peligro por colapso en el sistema de CENS, como se muestra en la figura 20; la potencia total en la simulación realizada en un determinado tiempo, muestra la potencia por encima del límite de carga instalado actualmente, afectando el sistema de transmisión y distribución de CENS.

Figura 20. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Belén



Fuente: Autor del proyecto basado en información obtenida del programa DigSILENT PowerFactory - Área operación y Calidad de CENS

Figura 21. Simulación de contingencia N-1 en la SE Belén – SE Ínsula



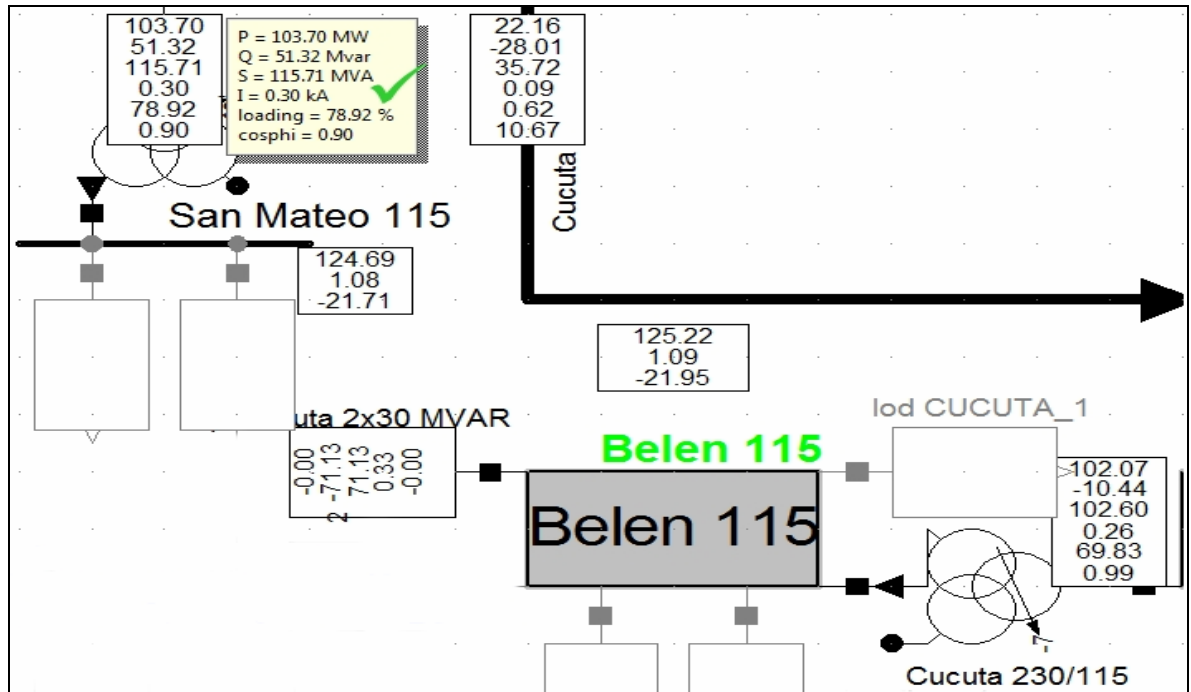
Fuente: Autor del proyecto basado en información obtenida del programa DigSILENT PowerFactory - Área operación y Calidad de CENS

De igual manera, teniendo en cuenta que la Subestación Ínsula se encuentra enlazado en el nivel de 115 kV, esta serviría como puente o enlace entre las subestaciones San Mateo y Ocaña, como se muestra en la figura 21, las cuales en caso de la contingencia analizada, estas líneas deben asumir la carga total de la Subestación Belén, generando un recalentamiento de los conductores por cuanto este calibre que actualmente se encuentra instalado, no soportaría la corriente que circularía por el barraje de 115 kV.

Por otro lado, para la simulación del sistema eléctrico de CENS, se tendrá en cuenta todo el análisis en el nivel 115kV a máxima carga en el escenario ante la contingencia N-1 del transformador de la Subestación Ocaña de 90MVA, en el nivel 230/115KV, como se muestra en la figura 22, en la que la Subestación San

Mateo y Subestación Belén asumirían toda la carga instalada en el sistema de CENS.

Figura 22. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Ocaña



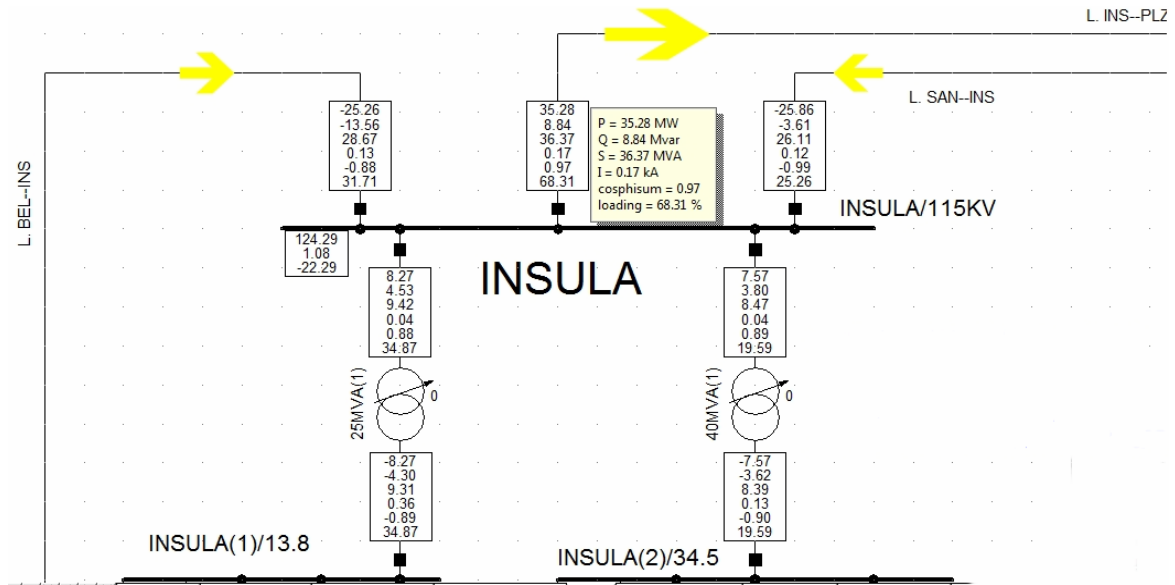
Fuente: Autor del proyecto basado en información obtenida del programa DlgSILENT PowerFactory - Área operación y Calidad de CENS.

Se evidencia mediante la figura 19, Diagrama Unifilar del STR y conexión al STN de CENS, esta situación generaría que la alimentación de la Subestación Ocaña quede alimentada de manera radial, lo que no permitiría una confiabilidad del sistema generando problemas de regulación y/o pérdidas de voltaje al final de la conexión con la Subestación San Mateo y Subestación Belén.

De igual manera, mediante el programa DlgSILENT PowerFactory, se pudo simular las cargas actualmente que están funcionando en esta Subestación, teniendo en cuenta que ante contingencia N-1 en la Subestación Ocaña, ocasionaría que la Subestación San Mateo y Subestación Belén asuman cada una parte de la carga

que se encuentra instalada actualmente generando, peligro por colapso en el sistema de CENS, aunado a las perdidas por regulación y calidad en el servicio de energía eléctrica prestado a sus usuarios.

Figura 23. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Ínsula



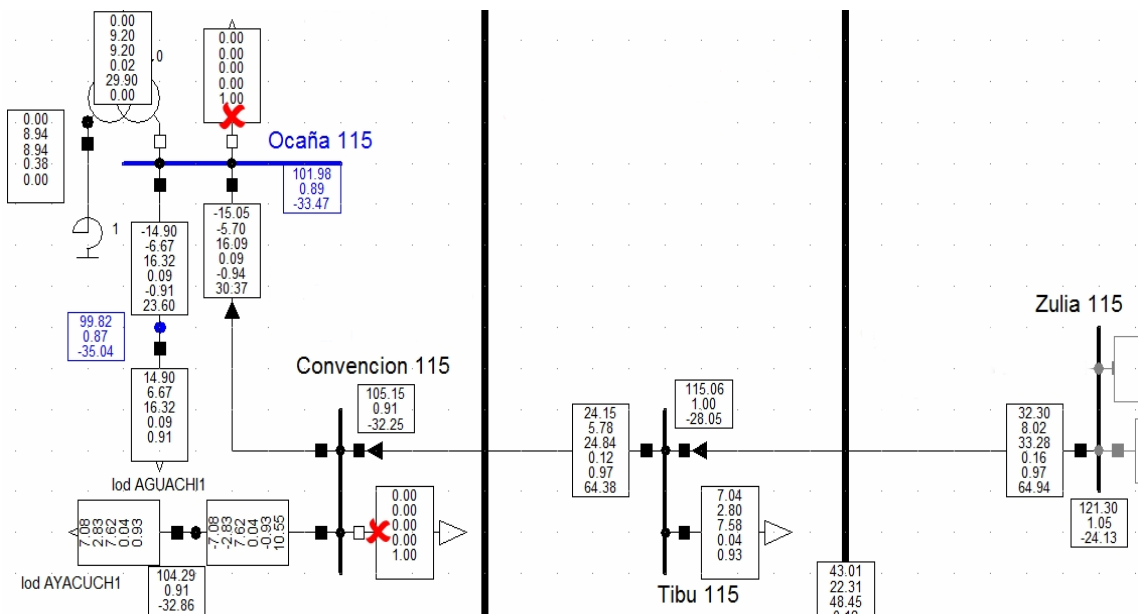
Fuente: Autor del proyecto basado en información obtenida del programa DigSILENT PowerFactory - Área operación y Calidad de CENS.

Para la figura 22, se tuvo en cuenta la simulación para la Subestación Ocaña, donde se recomienda mantener los perfiles de tensión para la Subestación Belén y San Mateo en 124,5 kV, con esto podemos mejorar los voltajes al final del tramo de la línea en 115 KV y de igual manera se mantiene la carga de los autotransformadores por encima de 100 MVA, sin que se afecte su cargabilidad pero si la calidad del servicio que presta a todos sus usuarios.

Para la figura 23, se puede observar como la Subestación Ínsula queda configurada como una Subestación de Enlace, por cuanto es la única que está conectada en el Nivel 115 kV entre las subestaciones Belén, San Mateo y Planta Zulia, esta última que sirve de Enlace con la Subestación Ocaña.

Por lo anterior, se recomienda transferir la carga de la SE ínsula para Belén y San Mateo, con el fin de dejar la barra de 115 kV como nodo de paso y no aumentar la carga en los Autotransformadores de la Subestación San Mateo, también con el fin de realizar el equilibrio entre ambas subestaciones para que no se colapse en algún momento el sistema eléctrico de CENS.

Figura 24. Simulación de contingencia N-1 para la Subestación Ocaña



Fuente: Autor del proyecto basado en información obtenida del programa DigSILENT PowerFactory - Área operación y Calidad de CENS.

Para la simulación anterior, como se muestra en la figura 24, se deberá deslastrar carga aproximadamente 22,16 MVA que se repartirían 16,03 MVA por la Subestación Ocaña y 6,13 MVA por la Subestación Convención; estas maniobras aunque perjudiquen la continuidad del servicio de los usuarios, serán importantes para poder compensar los niveles de voltajes que son muy bajos en el tramo final de la Subestación Ocaña.

Por lo anterior, la empresa CENS S.A. E.S.P. se deberá realiza la simulación de los comportamientos de las subestaciones, en donde lo que se pretender es generar mayor confiabilidad y calidad para todo el sistema de CENS y en especial la Subestación San Mateo, que está ubicada en un punto estratégico para la empresa que presta sus servicios a sus usuarios, residenciales, industriales, oficiales y entre otros.

6.2 CONDICIONES OPERATIVAS

El sistema de CENS, posee actualmente tres puntos de conexión al STN en Ocaña, Cúcuta (Belén) y San Mateo con autotransformadores 230/115/13,8 kV. La operación del STR de CENS considera las líneas Belén – Insula y Tibú - Convención en operación normalmente abierta, razones que explican las radialidades que actualmente tiene el sistema mencionado.

Las razones que se pueden identificar para operar normalmente abiertas estas líneas son:

Línea Convención - Tibú 115 kV abierta en Tibú: Esta condición se debe a que hay problemas en los ajustes de protecciones que actualmente se están corrigiendo.

Línea Belén - Ínsula 115 kV permanece normalmente abierto en Ínsula: esta condición se presenta ya que para periodos de máxima demanda ante falla en algún autotransformador de San Mateo o Belén, se presentaría sobrecarga en el elemento disponible y aún está pendiente un estudio de Esquema Suplementario de Protección por voltaje para evitar esta situación.

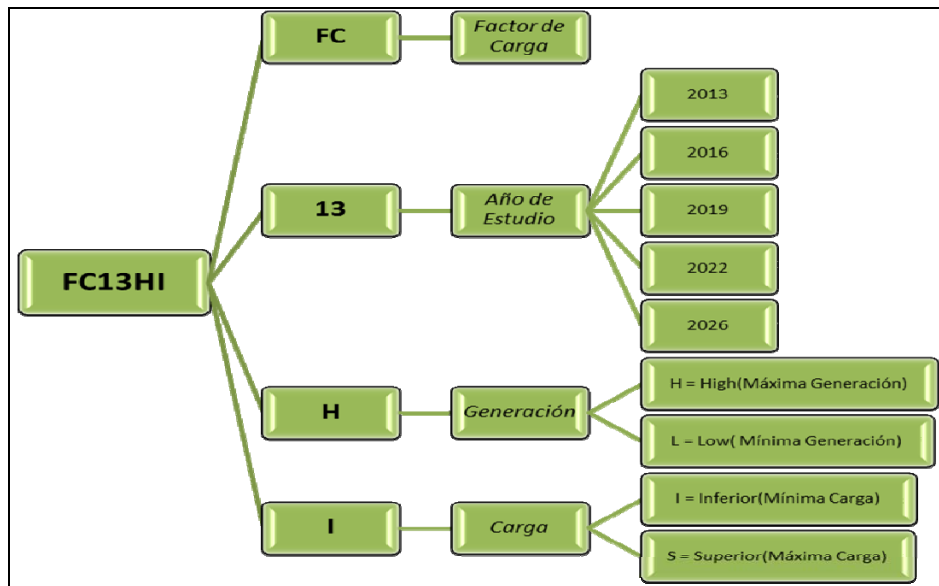
Igualmente, es necesario resaltar que las subestaciones Aguachica y Ayacucho a 115 kV, se encuentran en condiciones de radialidad ya que sólo cuentan con una

fuente de alimentación, limitando la operación para respaldar la demanda asociada a éstas ante contingencias de las líneas que lo alimentan.

6.3 ANÁLISIS DE FLUJOS DEL SISTEMA ELECTRICICO DE CENS

Como un análisis definido se identificó una serie de escenarios de operación, iniciando con un caso base (estado actual del sistema) y discriminando los siguientes casos con la siguiente nomenclatura.

Figura 25. Nomenclatura para los diferentes escenarios de operación



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Con la nomenclatura indicada en la Figura 25, lo que se pretende es diferenciar escenarios operativos, para facilitar mejor comprensión con los escenarios operativos a tener en cuenta en el análisis de contingencias ante fallas N-1, teniendo en cuenta las fechas de entrada en operación de las obras aprobadas para el plan de expansión de CENS.

Tabla 12. Escenarios de estudio para el análisis de contingencias ante fallas N-1

CASO BASE 2013	FC14HI	FC16HI	FC19HI
	FC14HS	FC16HS	FC19HS
	FC14LI	FC16LI	FC19LI
	FC14LS	FC16LS	FC19LS

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Con base en la tabla 12, se describe en cada escenario de operación (Caso Base 2013, FC14HI, FC14HS, FC14LI y FC14LS), cómo se comporta el sistema CENS ante la salida de alguno de los siguientes elementos, y las barras que se analizarán.

Tabla 13. Elementos a desconectar del sistema para el análisis de contingencias ante fallas N-1 (Estado actual del sistema)

LÍNEAS	TRANSFORMADORES
Bmanga_Ocaña - Palos 1 220	Cúcuta 230/115
Bmanga_Palos - Tasajero 1 220	Ocaña 220/115
Bmanga_San Mateo - Tasajero 1 220	San Mateo 230/115
Cúcuta - San Mateo 1 220	
Cúcuta - Tasajero 1 220	
Ocaña - San Mateo 1 220	
Palos - Toledo 1 220	
Samoré - Toledo 1 220	
Aguachica - Ocaña 1 115	
Ayacucho - Convención 1 115	
Belén - Sevilla 1 115	
Belén - Sevilla 2 115	
Convención - Ocaña 1 115	
Convención - Tibú 1 115	
Cúcuta - Ínsula 1 115	
Ínsula - San Mateo 1 115	
Ínsula - Zulia 1 115	
Tibú - Zulia 1 115	

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Tabla 14. Barras a analizar en las contingencias ante fallas N-1(Estado actual del sistema)

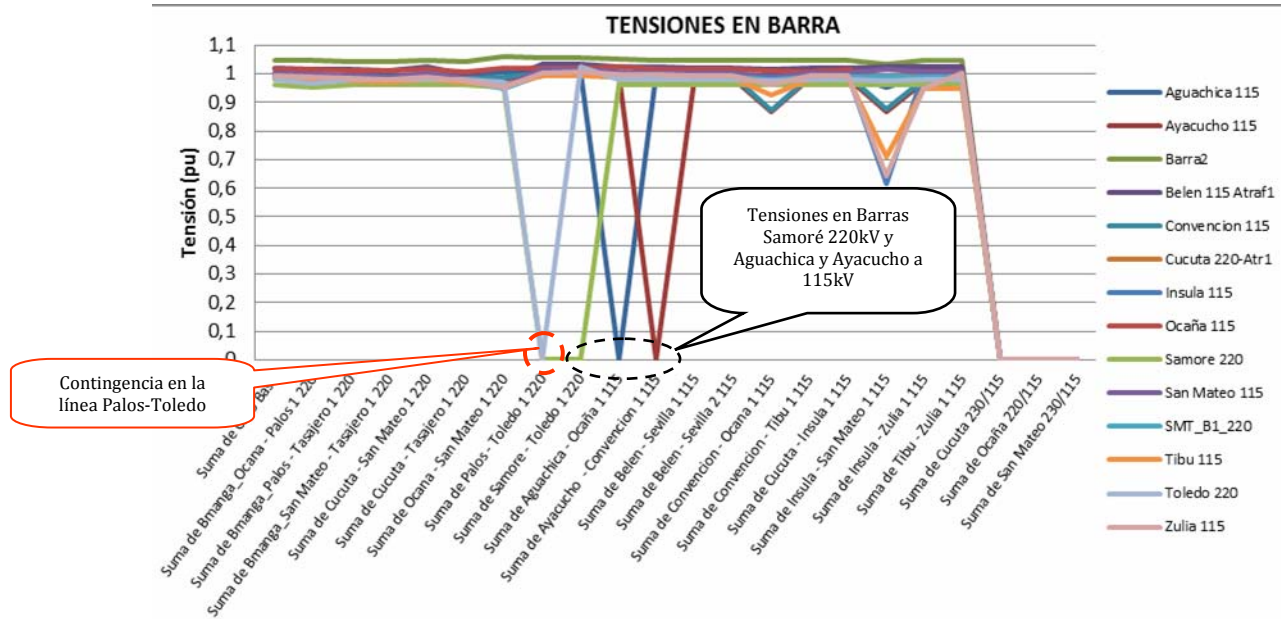
BARRAS A ANALIZAR	REPRESENTACIÓN DE BARRAS
Barra2	Barra Principal Ocaña 115kV
Cúcuta 220-Atr1	Barra del anillo 220kV Primario Autotransformador 230/115kV
SMT_B1_220	Barra Principal San Mateo 115kV
Samoré 220	Barra Samoré 220kV
Toledo 220	Barra Toledo 220kV
Aguachica 115	Punto de Conexión a Carga de Aguachica 115kV
Ayacucho 115	Punto de Conexión a Carga de Ayacucho 115kV
Belén 115 Atraf1	Barra del anillo 115kV Secundario Autotransformador 230/115kV
Convención 115	Barra Convención 115kV
Ínsula 115	Barra Ínsula 115kV
Ocaña 115	Barra Ocaña 115kV
San Mateo 115	Barra San Mateo 115kV
Tibú 115	Barra Tibú 115kV
Zulia 115	Barra Zulia 115kV

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Mediante el programa DigSilent PowerFactory, se simularon los flujos de potencia del sistema general de CENS, incluido las conexiones al STN y en este se simularan todas las posibles contingencias y/o fallas que se podrán generar para el sistema eléctrico de CENS y en las que no se vea perjudicado las conexiones al STN.

6.3.1 Caso base → estado actual del sistema CENS

Figura 26. Simulación de las tensiones de barras - Caso base



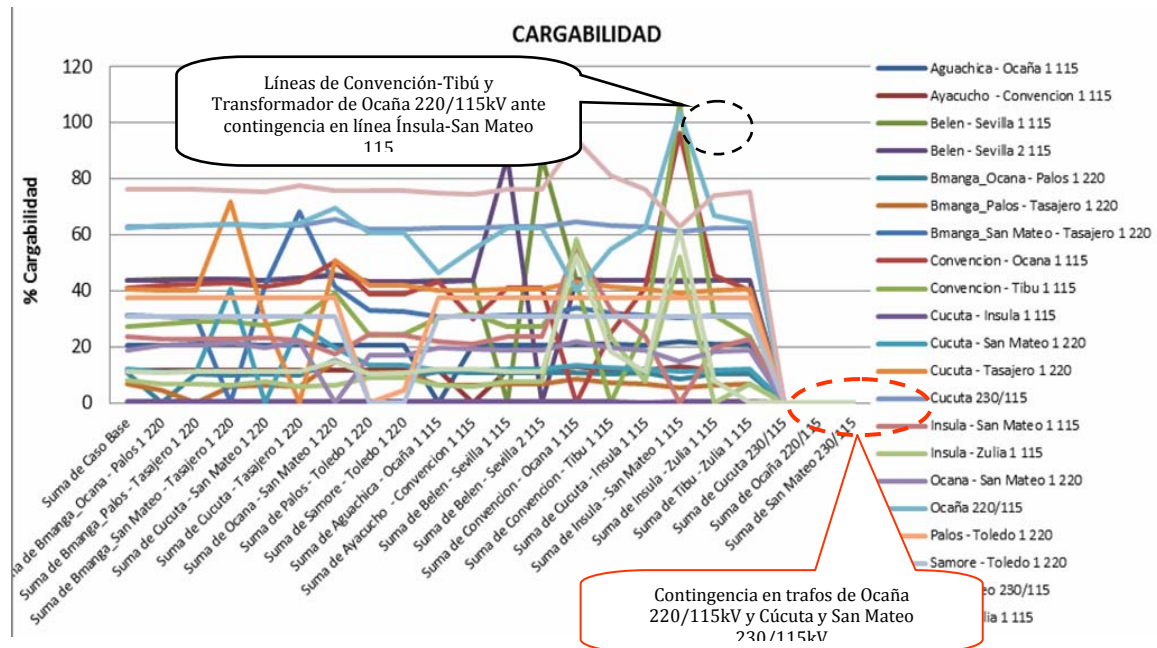
Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Como se puede apreciar en la figura 26, en el caso base (estado actual del sistema), ante las contingencias en los elementos de las tablas 13 y 14, se presentaron los siguientes eventos:

Ante la contingencia sencilla de la línea Palos-Toledo 220kV las tensiones en las barras Samoré 220kV y Toledo 220kV presentan desatención de la demanda debido a la condición de radialidad de las SE de la zona.

Ante contingencias sencillas de las líneas Samoré-Toledo 1 220, Aguachica-Ocaña 1 115, Ayacucho - Convención 1 115, se presentan desatención de la demanda en la barras Samoré 220kV, Toledo 220kV y Aguachica 115kV respectivamente, debido a condiciones de radialidad.

Figura 27. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso base



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Se observa en la figura 27, que ante contingencias sencilla en los transformadores Cúcuta 230/115kV, Ocaña 220/115kV y San Mateo 230/115kV, se presentarían sobrecargas en activos del STR lo que implicaría racionar demanda.

De igual manera, ante la contingencia de la línea Ínsula – San Mateo 115 kV, se presenta en el transformador de Ocaña 220/115kV una cargabilidad de 104 % y en la líneas Convención-Tibú 115kV y Convención-Ocaña 115kV presentan una cargabilidad de 106% y 96% respectivamente.

Después de identificada la proyección de demanda de potencia, se procederá a realizar los corridas de flujo de potencia necesarias para identificar las necesidades de infraestructura eléctrica, con base en los escenarios operativos,

todo esto para garantizar la demanda actual y futura evitando así posibles racionamientos de energía eléctrica en el área de influencia CENS.

Por lo tanto, fue necesaria la participación del Área de Planeación de CENS con el fin de aportar información valiosa acerca de los proyectos y la demanda que se tendrá que tener en cuenta para la realización de este análisis.

Estos análisis se realizarán teniendo en cuenta las cargas puntuales que se tiene con factibilidad aprobadas y que han sido identificadas por el equipo de planeación de CENS, cargas que son significativas y que influyen para el análisis.

6.3.2 Caso FC14HI → Factor de carga para el 2014 con máxima generación y mínima carga

Figura 28. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14HI

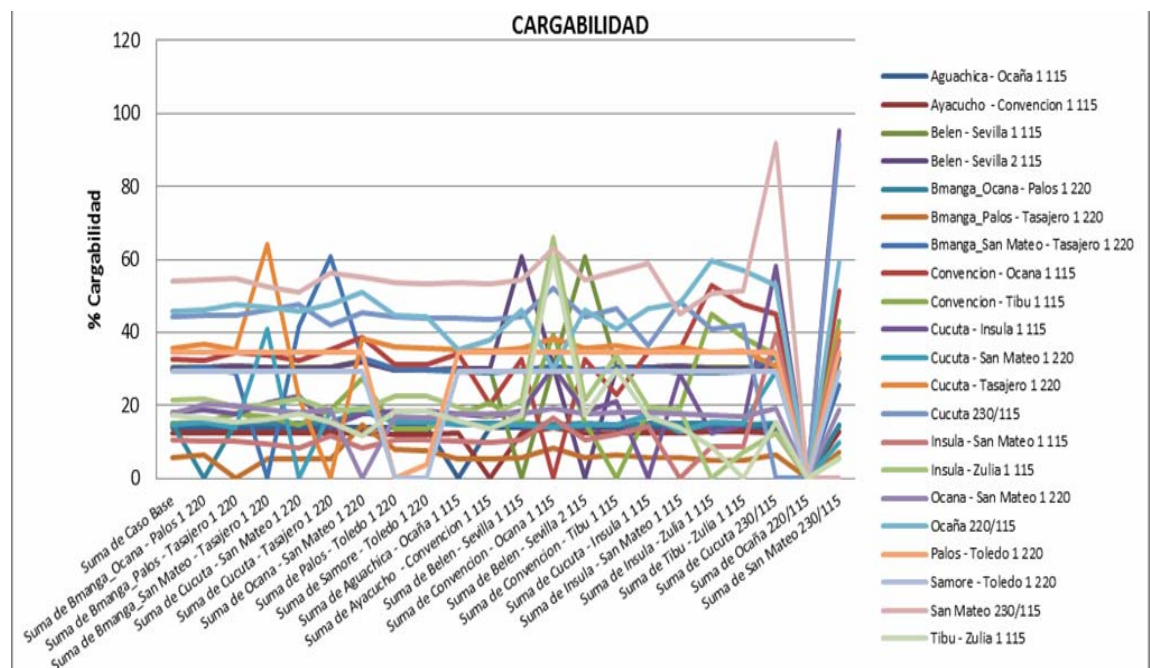


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Como se observa en la figura 28, teniendo en cuenta la radialidad de las líneas Palos-Toledo 220kV, Samoré-Toledo 1 220kV, Aguachica-Ocaña 1 115kV y Ayacucho-Convención 1 115 kV y ante alguna de las contingencias sencillas de ellas, las tensiones en las barras aledañas a las líneas presentarían desatención de demanda, situación que se presenta en los escenarios de operación; CASO BASE, FC14HI, FC14HS, FC14LI, FC14LS.

De igual manera, puede verse que ante contingencia sencilla del transformador de Ocaña 230/115 kV se presentarían sobrecargas en activos del STR lo que implicaría racionar demanda.

Figura 29. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14HI

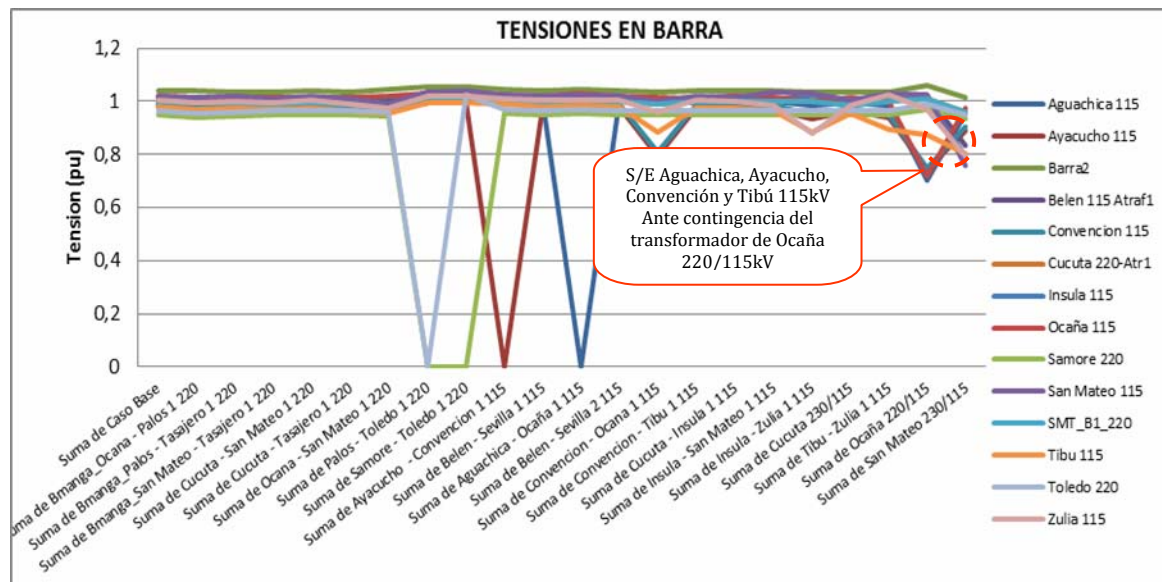


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

En la figura 29, se observa que ante la contingencia del transformador de San Mateo 230/115kV se presentan cargabilidad de la línea Cúcuta-Ínsula 115kV en 95%, Sin desmeritar la cargabilidad de 92% del transformador de Cúcuta 230/115kV ante la misma contingencia.

6.3.3 Caso FC14HS → Factor de carga para el 2014 con máxima generación y máxima carga

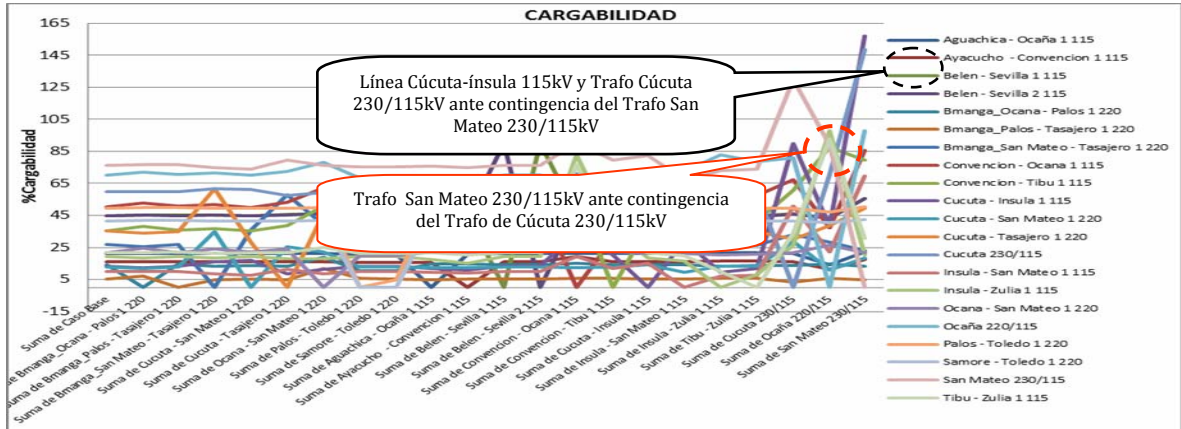
Figura 30. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14HS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

En la figura 30, se observa que ante la contingencia de la línea Convención-Ocaña 115kV se presentan bajas tensiones en las barras Convención y Ayacucho 115kV.

Figura 31. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14HS

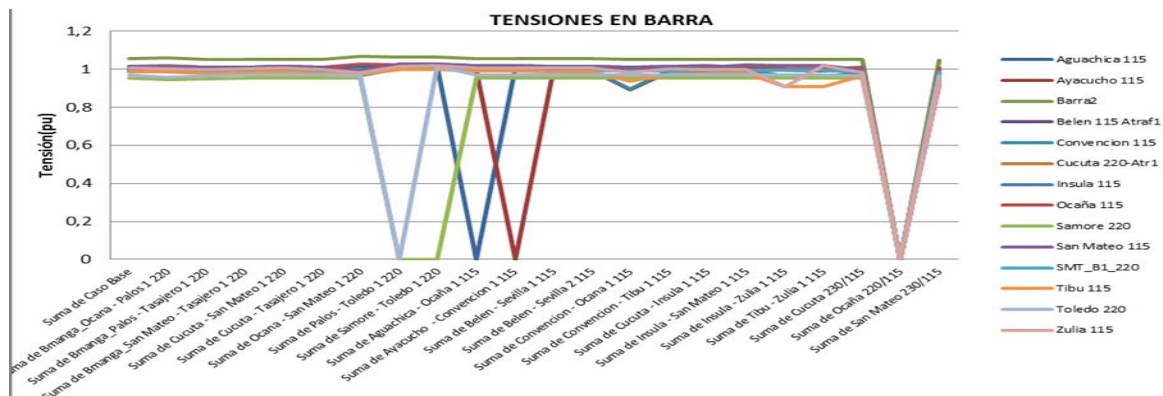


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

En la figura 31, se observa que ante la contingencia del transformador de San Mateo a 230/115kV, se presenta una sobrecarga la línea Cúcuta-Ínsula 115kV de 157%, así como en el transformador de Cúcuta 230/115kV con 149%.

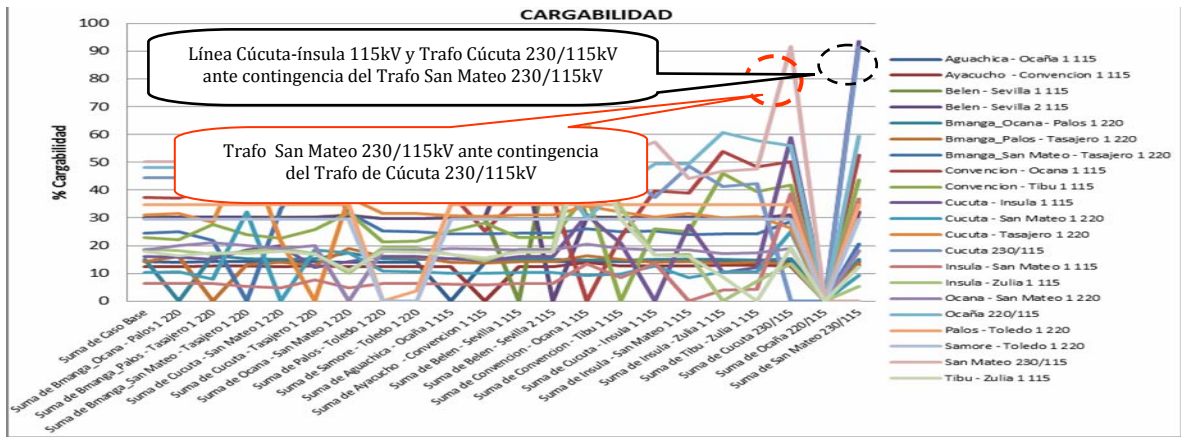
6.3.4 Caso FC14LI → Factor de carga para el 2014 con mínima generación y mínima carga

Figura 32. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14LI



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Figura 33. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14LI

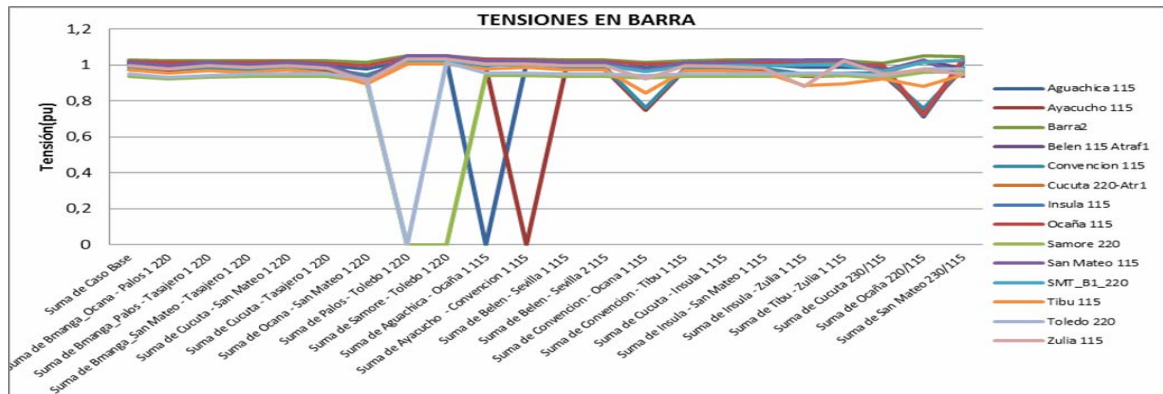


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Este escenario operativo que se muestra en las figuras 32 y 33, los mismo eventos de Cargabilidad de la Línea Cúcuta-Ínsula 115kV con 93% y del transformador de Cúcuta 230/115kV con 91% ante la contingencia del transformador de San Mateo.

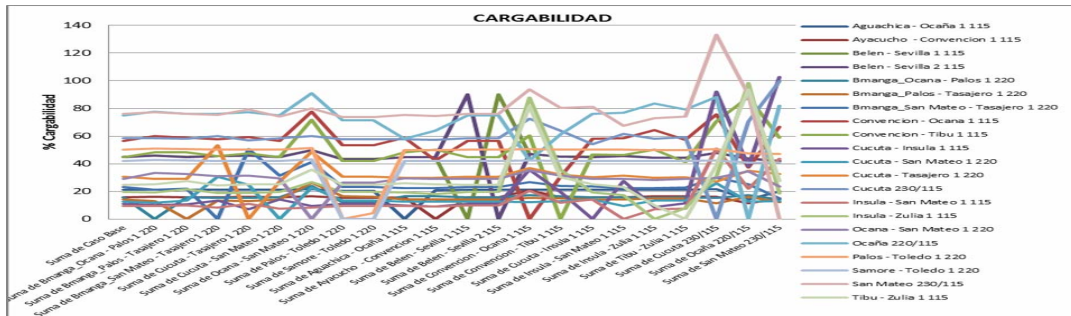
6.3.5 Caso FC14LS → Factor de carga para el 2014 con mínima generación y máxima carga

Figura 34. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC14LS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Figura 35. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC14LS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Para los siguientes escenarios de operación; FC16HI, FC16HS, FC16LI, FC16LS, FC19HI, FC19HS, FC19LI, FC19LS, se describirá cómo se comporta el sistema CENS ante la salida de alguno de los siguientes elementos y las barras que se analizaran, teniendo en cuenta las obras planteadas durante el análisis.

Tabla 15. Elementos a desconectar del sistema para el análisis de contingencias ante fallas N-1 (Con proyectos de ampliación)

LÍNEAS	TRANSFORMADORES
Bmanga_Ocaña - Palos 1 220	Cúcuta 230/115
Bmanga_Palos - Tasajero 1 220	Ocaña 220/115
Bmanga_San Mateo - Tasajero 1 220	Ocaña 2 220/115 Ampliación
Cúcuta - San Mateo 1 220	Ocaña 3 220/115 Ampliación
Cúcuta - Tasajero 1 220	San Mateo 230/115
Ocaña - San Mateo 1 220	San_Mateo_230_115 Ampliación
Palos - Toledo 1 220	
Samoré - Toledo 1 220	
Aguachica - Ocaña 1 115	
Ayacucho - Convención 1 115	
Belén - Sevilla 1 115	
Belén - Sevilla 2 115	
Convención - Ocaña 1 115 Repotenciada	
Convención - Tibú 1 115 Repotenciada	
Cúcuta-Ínsula 115 Reubicada y Repotenciada	
Ínsula - San Mateo 1 115	
Ínsula - Zulia 1 115	
Tibú - Zulia 1 115 Repotenciada	
Nueva_Aguachica-Ayacucho_115	

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Tabla 16. Barras a analizar en las contingencias ante fallas N-1 (Con proyectos de ampliación)

BARRAS A ANALIZAR	REPRESENTACIÓN DE BARRAS
Barra2	Barra Principal Ocaña 115kV
Cúcuta 220-Atr1	Barra del anillo 220kV Primario Autotransformador 230/115kV
SMT_B1_220	Barra Principal San Mateo 115kV
Samoré 220	Barra Samoré 220kV
Toledo 220	Barra Toledo 220kV
Aguachica 115	Punto de Conexión a Carga de Aguachica 115kV
Aguachica_Nueva_115	Punto de Conexión a Carga de Ayacucho 115kV
Belén 115 Atráf1	Barra del anillo 115kV Secundario Autotransformador 230/115kV
Convención 115	Barra Convención 115kV
Ínsula 115	Barra Ínsula 115kV
Ocaña 115	Barra Ocaña 115kV
San Mateo 115	Barra San Mateo 115kV
Tibú 115	Barra Tibú 115kV
Zulia 115	Barra Zulia 115kV
Ayacucho 115	Barra Ayacucho 115kV

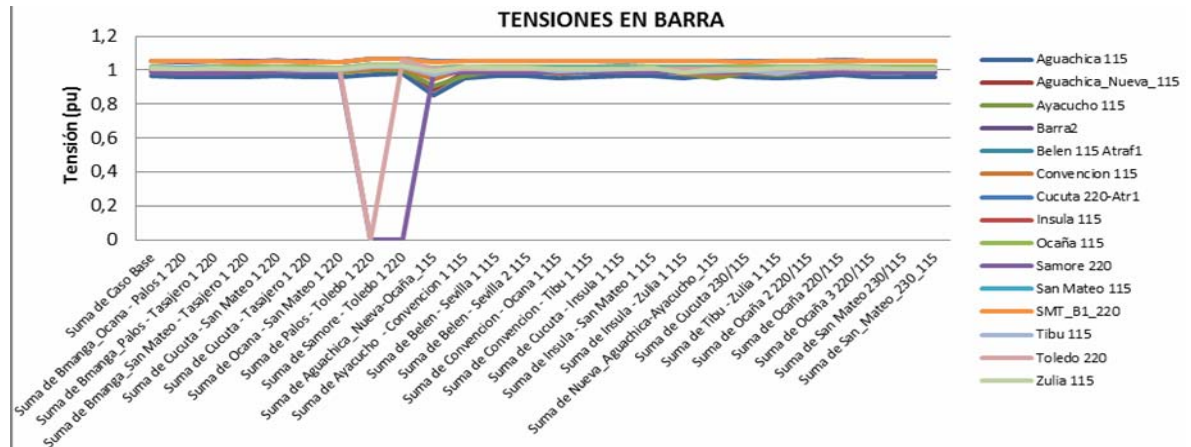
Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Teniendo en cuenta las tablas 15 y 16, se simulan los comportamientos de los transformadores de potencia, barras y líneas subtransmisión en los escenarios operativos identificados al inicio, escenarios operativos que de acuerdo a su año de simulación se tendrá en cuenta el proyecto, dependiendo la entrada en operación para cada uno de los siguientes años.

De acuerdo con lo anterior, se simula el sistema de CENS con las obras identificadas por planeación y que son tenidas en cuenta dentro del análisis de simulación realizado en los diferentes escenarios operativos.

6.3.6 Caso FC16HI → Factor de carga para el 2016 con máxima generación y mínima carga

Figura 36. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16HI

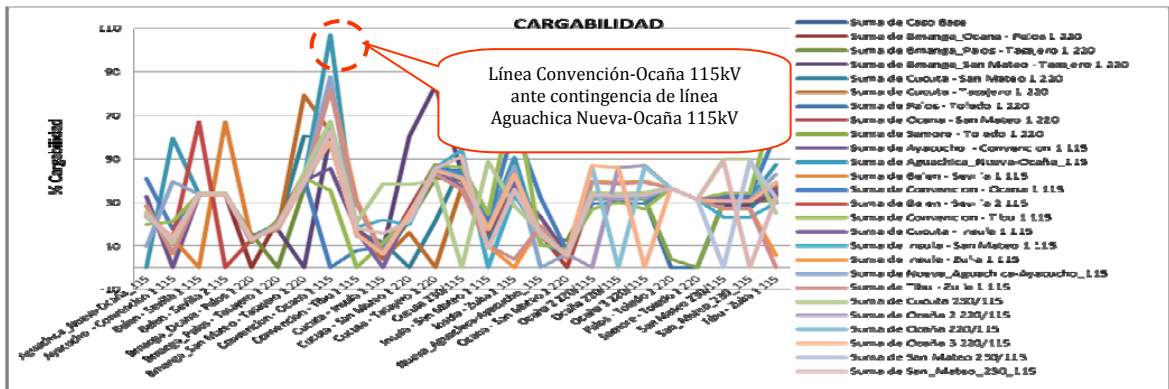


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Para el año 2016, se tiene previsto la construcción de la Subestación Aguachica Nueva, obra que mejora la condición indisponibilidad de las subestaciones de Ayacucho 115kV y Aguachica 115kV ante las contingencia de las líneas Ayacucho - Convención 1 115 y Aguachica-Ocaña 1 115. Teniendo en cuenta que ante la contingencia de la línea Samoré-Toledo 1 220 y por condiciones de radialidad se sigue presentando desatención de la demanda en la subestaciones Samoré 220kV y Toledo 220kV.

En la figura 36, se observa que ante la contingencia de la línea Aguachica Nueva-Ocaña 115 kV, se presentan bajas tensiones en las barras de Aguachica 115 y Aguachica_Nueva_115 kV.

Figura 37. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16HI

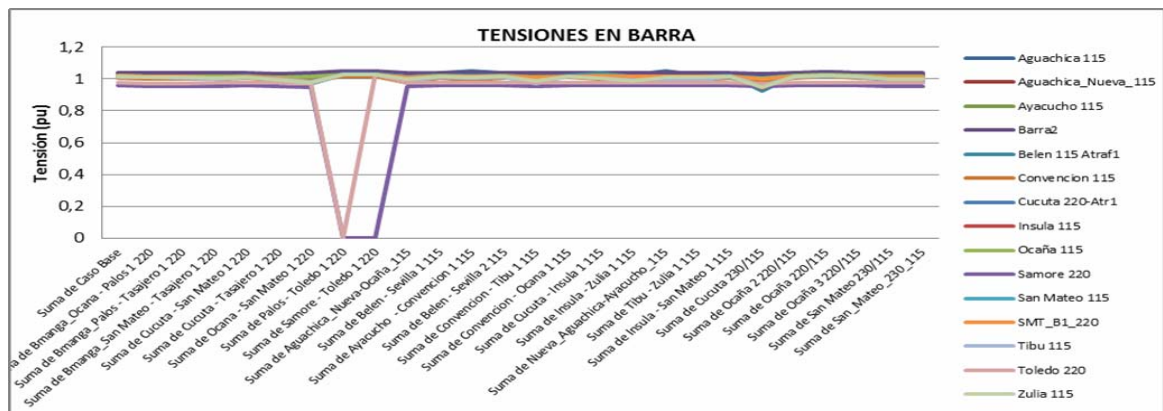


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

En la figura 37, se observa que ante contingencia de la línea Aguachica Nueva-Ocaña 115kV se presenta una sobrecarga de la línea Convenión-Ocaña 115kV en 107%, presentándose el mismo evento para el escenario del año 2016.

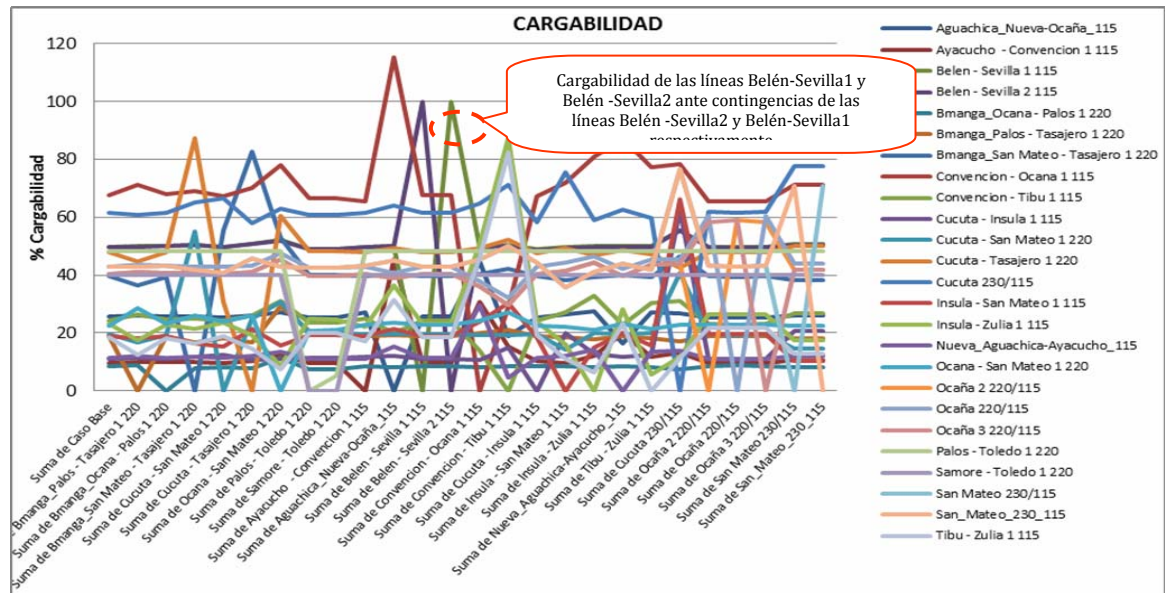
6.3.7 Caso FC16HS → Factor de carga para el 2016 con máxima generación y máxima carga

Figura 38. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16HS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Figura 39. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16HS

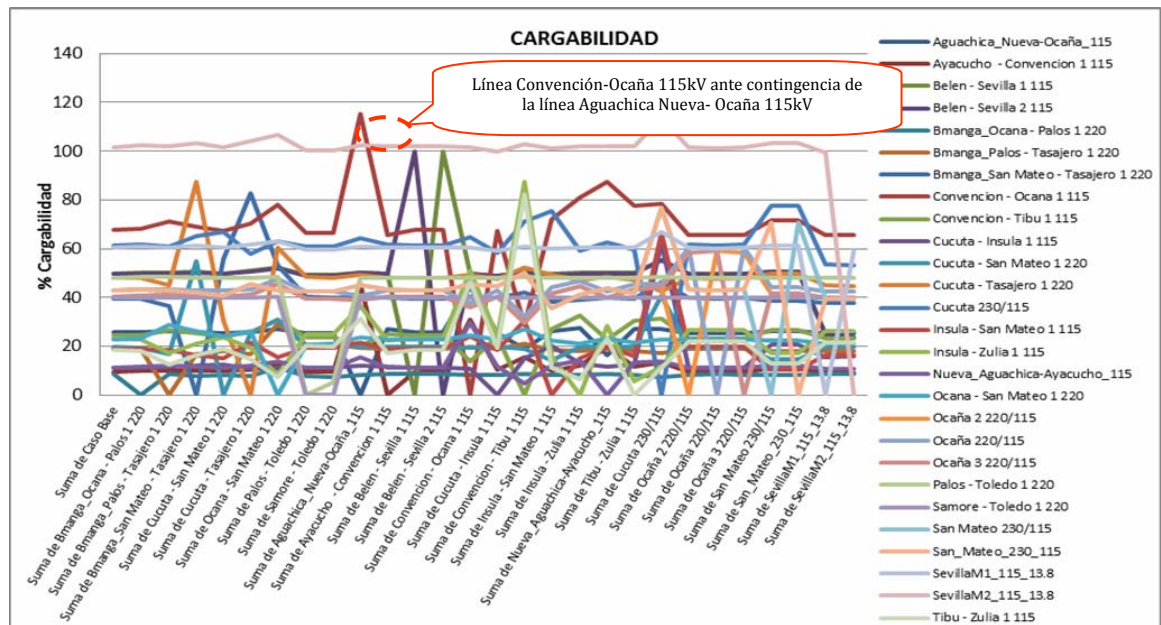


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

En la figura 38, se presenta una cargabilidad de las líneas Belén-Sevilla1 115kV y Belén-Sevilla2 115kV de 99.74% y 99.72%, ante contingencia de las líneas Belén-Sevilla2 115kV y Belén-Sevilla1 115kV, respectivamente.

Cabe resaltar que en este escenario operativo (FC16HS) en condiciones normales y ante cualquier contingencia la cargabilidad del transformador de Sevilla de 20MVA, adyacente a la línea Belén-Sevilla2 115kV presenta una sobre carga de más del 100% debido a que el sistema se encuentra en máxima carga, dicha se muestra en la figura 39.

Figura 40. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16HS

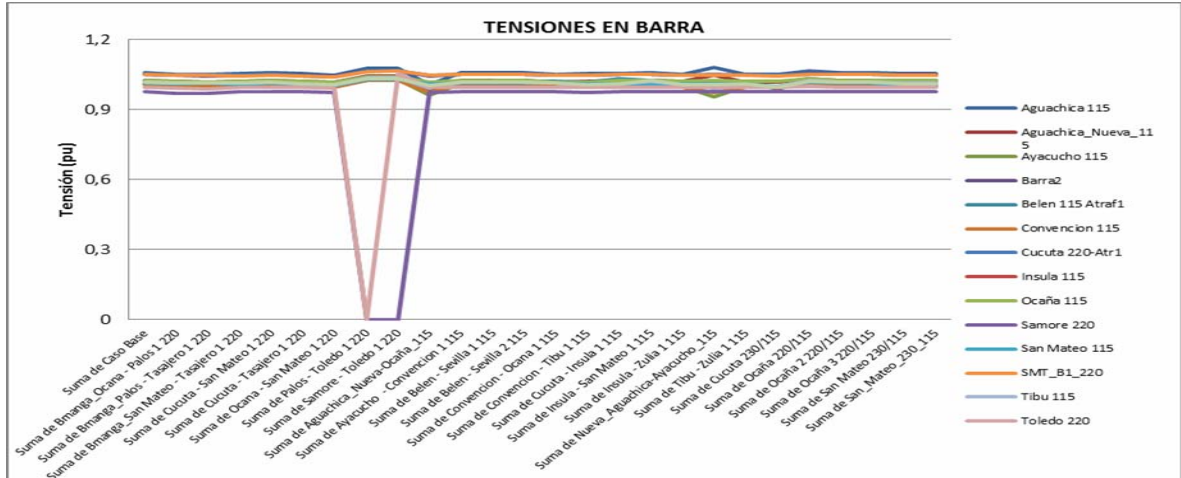


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

En la figura 40, se observa que ante la contingencia de la línea Aguachica Nueva-Ocaña 115kV, se presentan una sobre carga de la línea Convención-Ocaña 115kV de 115%, debido que dicha línea en contingencia es la que transmite la potencia que alimenta el barraje de 115Kv de Aguachica Nueva y este barraje alimenta la línea Nueva Aguachica-Ayacucho 115kV, al presentarse la contingencia nombrada anteriormente la líneas Aguachica supliría la demanda que no puede atender la línea en contingencia lo que repercutiría en sobre carga de la línea Convención-Ocaña 115kV. Este inconveniente se subsanaría repotenciando la línea Convención-Ocaña 115kV, repotenciación que está contemplada por CENS.

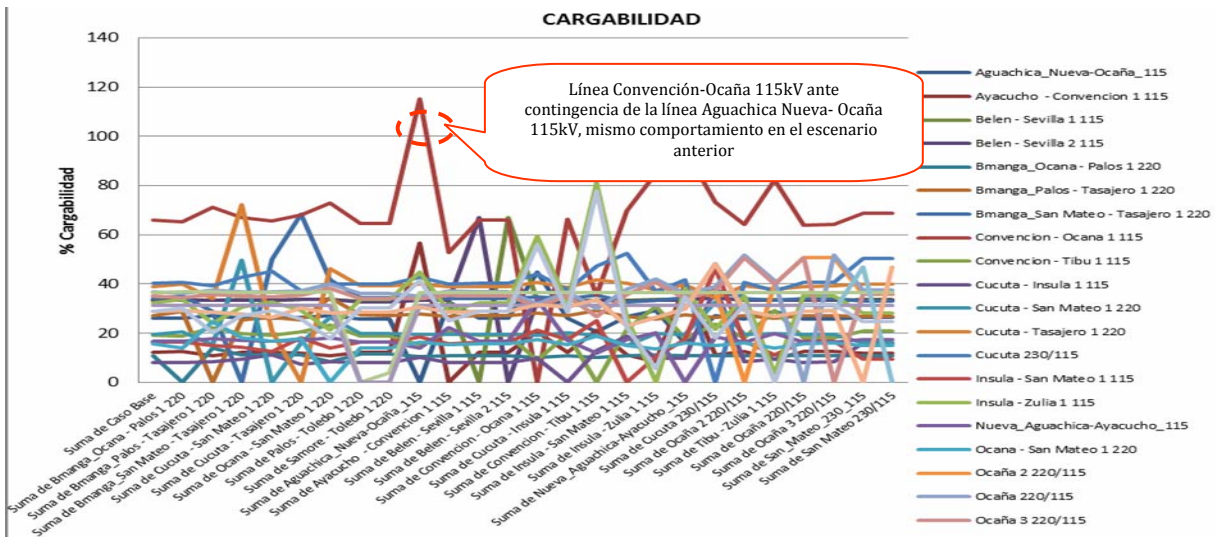
6.3.8 Caso FC16LI → factor de carga para el 2016 con mínima generación y mínima carga

Figura 41. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16LI



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

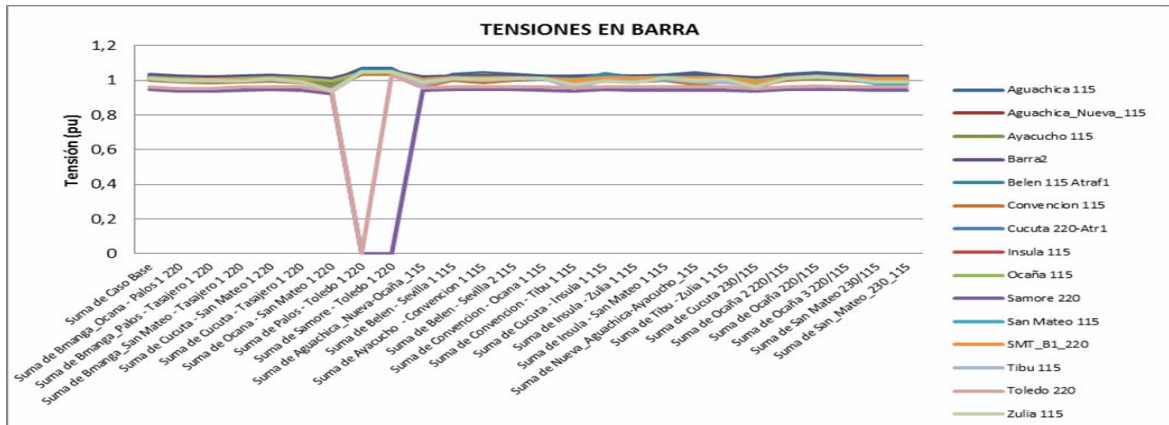
Figura 42. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16LI



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

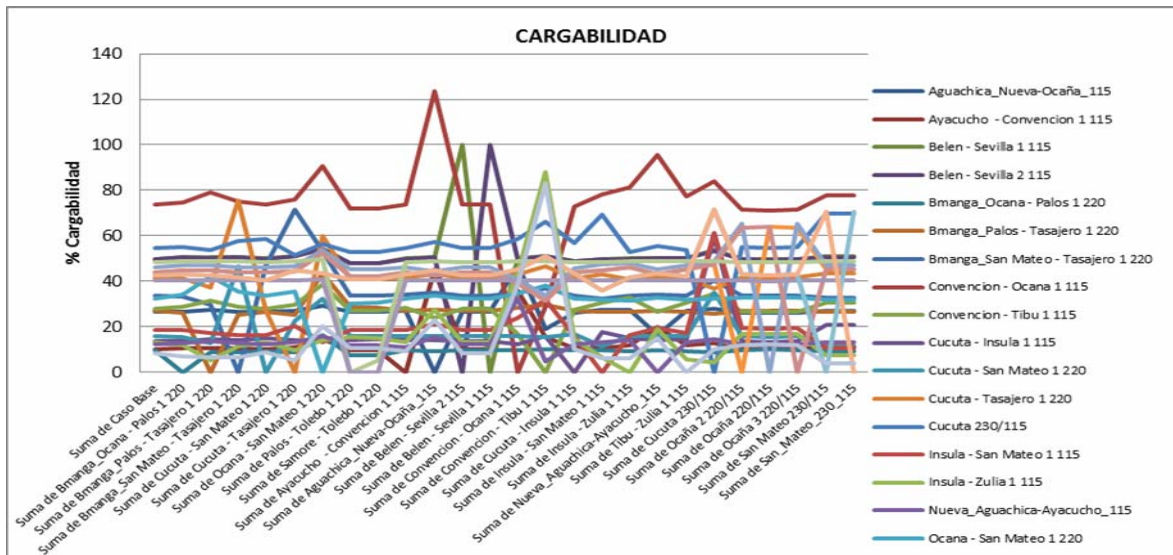
6.3.9 Caso FC16LS → Factor de carga para el 2016 con mínima generación y máxima carga

Figura 43. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC16LS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Figura 44. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC16LS

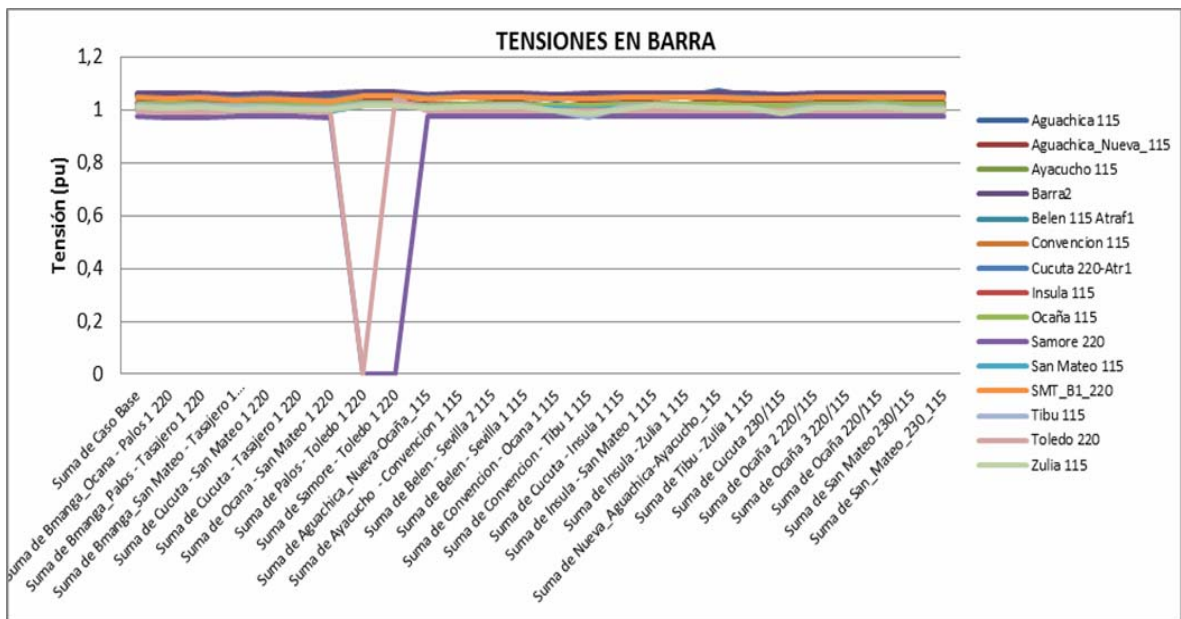


Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Debido a que se presenta la misma condición que en el escenario operativo FC16HS, en las figuras 41, 42, 43 y 44, en cuanto a máxima carga del sistema su comportamiento en cargabilidad y tensiones es muy similar.

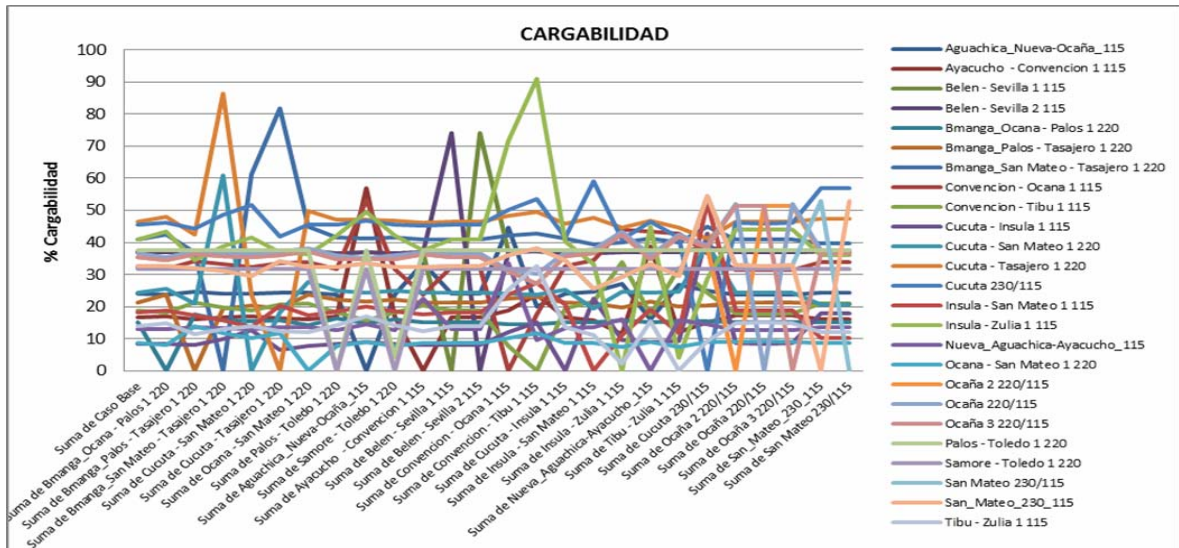
6.3.10 Caso FC19HI → Factor de carga para el 2019 con máxima generación y mínima carga. Para los siguientes escenarios operativos se incluyeron los proyectos encontrados en el análisis del STR y nuevas conexiones del STN, teniendo en cuenta que para los escenarios 2013 y 2016, destacando que por efectos de simulación y por fechas de entrada de operación para los escenarios operativos de 2014, 2016 y 2019 se incluyeron la repotenciación línea Ocaña-Convención 115kV y la repotenciación de la línea Tibú-Zulia 115kV, teniendo ya la totalidad de los proyectos construidos para los años citados anteriormente.

Figura 45. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19HI



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

**Figura 46. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores -
Caso FC19HI**



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Como se puede evidenciar en las figuras 45 y 46 del presente escenario operativo y en los escenarios para los años siguientes, se mejora en gran medida las cargabilidades y tensiones en las barras, líneas de subtransmisión y transformadores de potencia del sistema de CENS, teniendo en cuenta que por condiciones de radialidad y deslastre o abastecimiento de carga en los escenarios de los años 2014, 2016 y 2019 se seguirán presentando los siguientes eventos.

Sobrecargas en las líneas Belén-Sevilla 1 115kV y Belén-Sevilla 2 115kV, ante contingencias de líneas Belén-Sevilla 2 115kV y Belén-Sevilla 1 115kV respectivamente por motivos de deslastre de carga de una línea a la otra al momento de presentarse la contingencia. Dicho evento se presenta en escenarios operativos de máxima carga. Desatención de la demanda en la subestaciones Samoré 220kV y Toledo 220kV ante la contingencia de la línea Samoré-Toledo 1 por condiciones de radialidad.

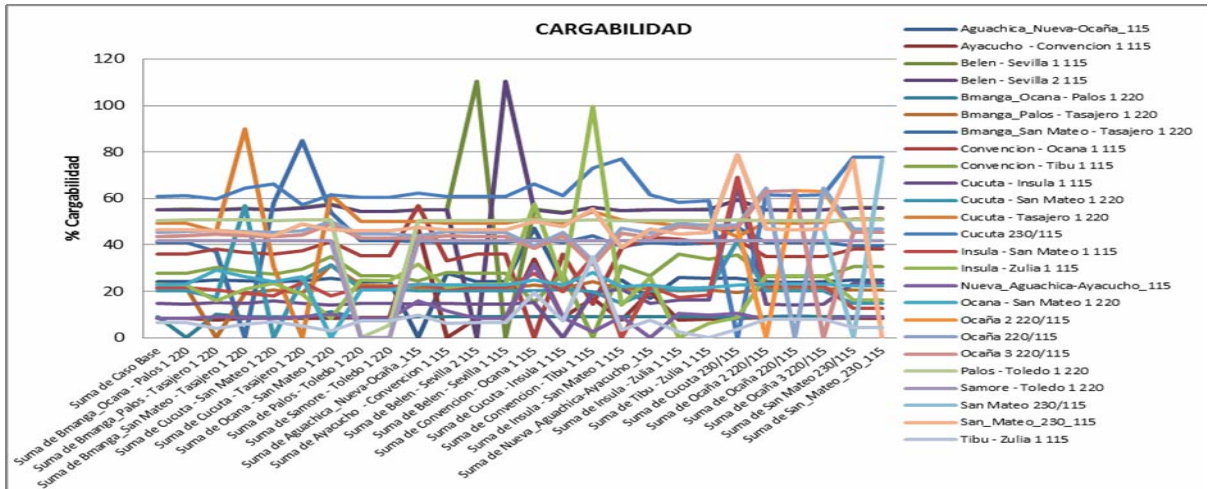
6.3.11 Caso FC19HS → Factor de Carga para el 2019 con Máxima Generación y Máxima Carga

Figura 47. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19HS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Figura 48. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19HS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

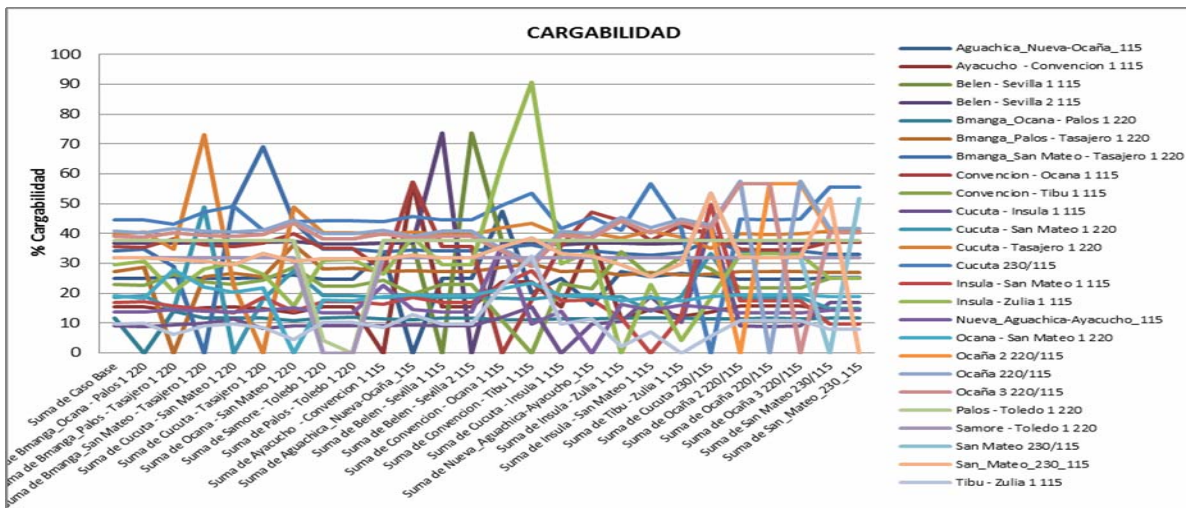
6.3.12 Caso FC19LI → Factor de carga para el 2019 con mínima generación y mínima carga

Figura 49. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19LI



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

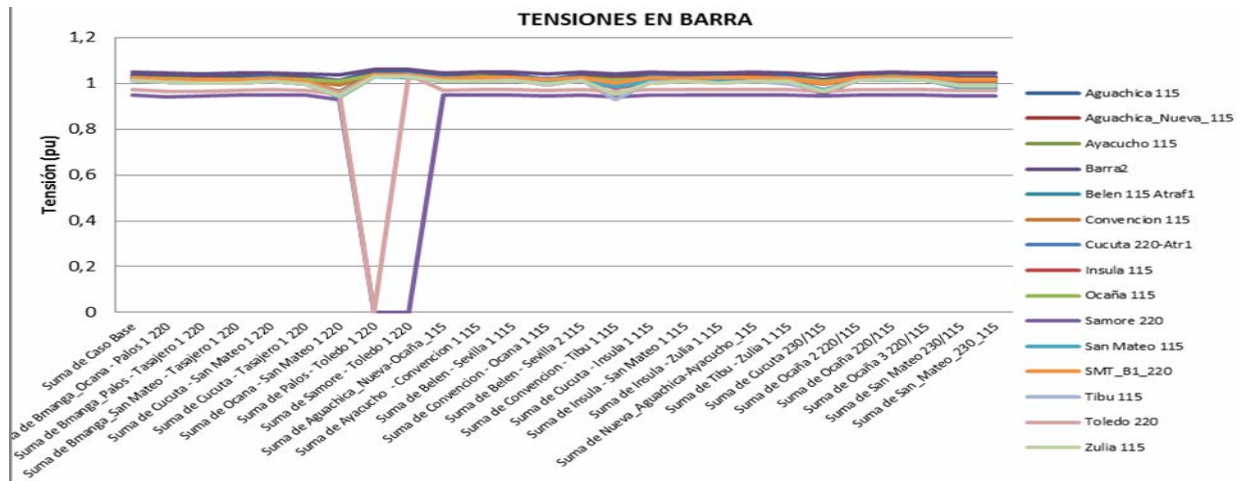
Figura 50. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19LI



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

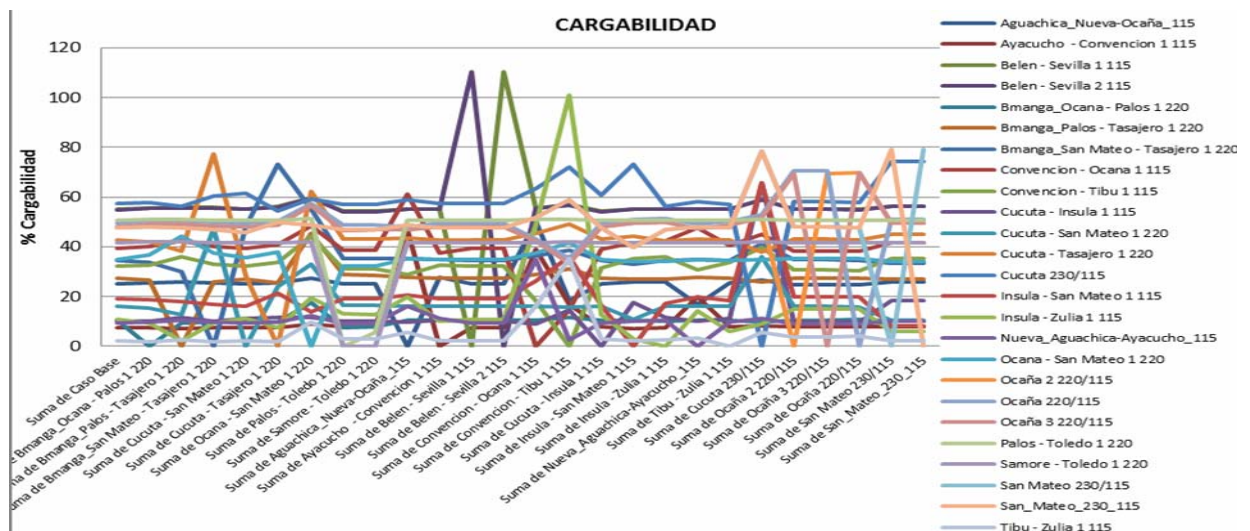
6.3.13 Caso FC19LS → Factor de carga para el 2019 con mínima generación y máxima carga

Figura 51. Simulación de las tensiones de barras - Caso FC19LS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Figura 52. Simulación de cargabilidad de las líneas y autotransformadores - Caso FC19LS



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

6.4 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Tomando como referencia los resultados obtenidos en las simulaciones realizada con anterioridad y evidenciando que para cada una de las simulaciones, se tuvieron alternativas de solución técnicamente viables. Se evaluaron alternativas, combinando soluciones en el STR, conexión al STN y del STN, teniendo en cuenta las proyecciones de la demanda y de los análisis de contingencias realizados para los casos anteriores.

Para todas las alternativas, se determinaron obras básicas que se deben acometer cada una en su momento, que aunque por sí solas no proporcionan una solución integral, son comunes e indispensables para cada análisis realizado. Por lo anterior, se deben tener en cuenta la alternativa para la instalación del nuevo banco de autotransformadores 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación San Mateo y adicionalmente tener en cuenta la implementación de la siguiente infraestructura:

Normalización de la subestación Ayacucho con configuración barra sencilla.

Construcción de una nueva subestación Aguachica Nueva, configuración barra sencilla, con transformación 115/34.5 kV.

Línea Aguachica- Aguachica Nueva 34.5 kV

Línea Aguachica Nueva- Ayacucho de 38,5 km. utilizando un conductor ACSR 477 MCM

Compensación reactiva 6 Mvar en Ayacucho 34,5 kV.

2 transformadores 230/115 kV de 90 MVA en Ocaña. Unidades trifásicas iguales.

Repotenciaciones del corredor de líneas Ocaña- Convención- Tibú- Zulia 115 kV, utilizando conductor ACSR 477 MCM.

Repotenciación de la línea Belén- Ínsula 115 kV, utilizando un conductor ACSR 477 MCM.

Compensación reactiva 30 Mvar en Tibú 115 kV en dos etapas.

Compensación reactiva 20 Mvar en San Mateo 115 kV en dos etapas

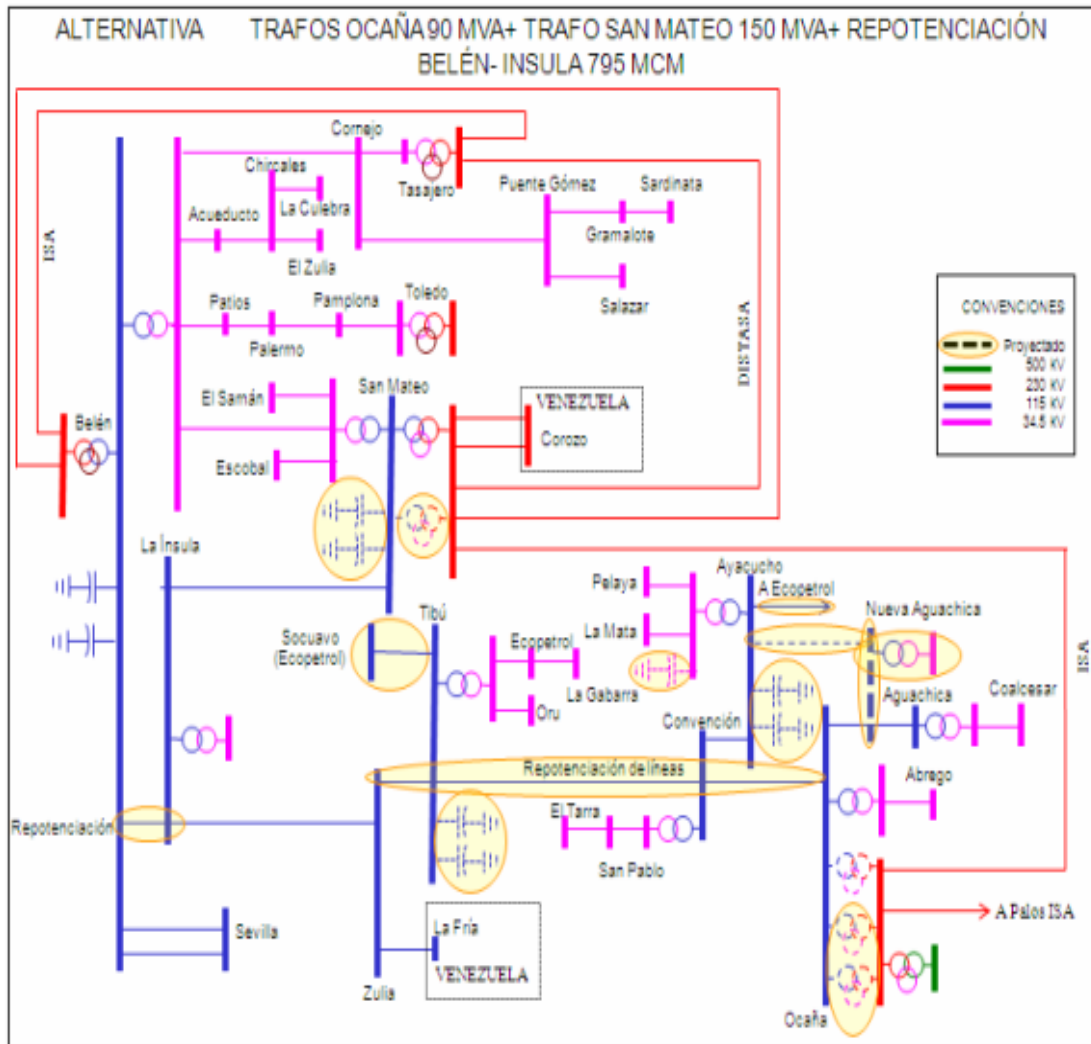
Compensación reactiva 10 Mvar en Ayacucho 115 kV.

Todas las alternativas poseen una o varias contingencias críticas las cuales son mostradas con notas adicionales en las gráficas, pero que siguen siendo operativamente viables, sin necesidad de racionamientos por sobrecargas.

Por lo tanto, las alternativas propuestas son técnicamente viables, tienen un desempeño muy similar y permiten cumplir con los criterios operativos planteados, operando en anillo, mejorando así la confiabilidad de la demanda y sin incurrir en penalizaciones por la Energía No Suministrada - ENS.

En la figura 53, se muestran las alternativas que surgen de la combinación de las obras básicas mencionadas anteriormente y una de las más relevantes es el nuevo punto de conexión al STN, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores en la Subestación San Mateo de 150MVA 230/115kV, adicional al ya existente, que este como proyecto fundamental para evitar los posibles contingencias N-1 y que permitan mantener una mayor calidad y confiabilidad en el sistema de CENS a futuro.

Figura 53. Diagrama unifilar alternativa seleccionada



Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

6.5 ALTERNATIVAS PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA EN EL NIVEL 230/115 KV EN LA SUBESTACIÓN SAN MATEO

Para definir las alternativas para la ampliación de la Subestación San Mateo en el Nivel 230/115 kV, se tomó información que fue suministrada por el área de Planeación de CENS, donde se evidencia algunas propuestas y que fueron

referenciadas para la realización de las alternativas, teniendo en cuenta algunas aproximaciones y espacios que fueron observados en terreno.

De igual manera, teniendo en cuenta el plano arquitectónico realizado para la Subestación San Mateo, se proponen la implementación de los Autotransformadores en espacio que fueron detectados en los planos, por lo tanto se plantean las siguientes alternativas:

6.5.1 Utilización del módulo compacto en 115 kV y utilización de la bahía actual de Corozo 2 como conexión del ATR. Para esta alternativa 1, se deberá trasladar la bahía que se encuentra en este momento funcionando, y trasladar de corozo 2 para corozo 1, con el fin de aprovechar la estructura saliente en este sector nivel de 230 kV que se encuentra en la Subestación San Mateo. Esta alternativa se puede evidenciar en la figura 54.

Patio 230 kV:

Conexión del nuevo Banco de Autotransformadores Monofásicos a la actual bahía de Corozo 2.

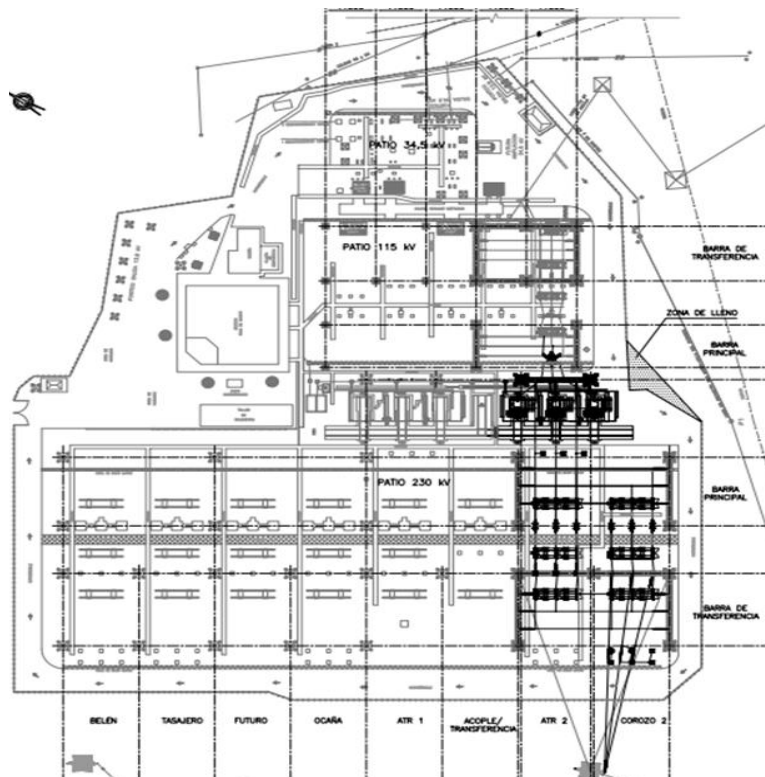
Reubicar la bahía de Corozo 2 en la actual bahía de salida de línea hacia Ocaña.

Reubicar La salida de línea a Ocaña en el espacio para el campo futuro.

Patio 115 kV:

Conexión del nuevo Banco Autotransformadores Monofásicos, mediante una nueva bahía convencional en 115 kV, ampliando el patio de conexiones hacia el costado oriental.

Figura 54. Propuesta alternativa 1 para la ampliación de la SE San Mateo



Fuente: HMV ingenieros. Informe de ingeniería conceptual presentado a la empresa CENS S.A E.S.P.

Ventajas:

No se requiere ampliar el patio de 115 kV, lo que implica menos obras civiles (muro de contención, lleno estructural, vía, etc.).

Se utiliza la bahía en 230 kV (Corozo 2) que está completamente enfrentada al ATR.

Desventajas:

Se requiere trasladar la bahía actual de Corozo 2 para el que espacio que ocupa Corozo 1.

Debido a la disposición física del patio de 115 kV, que no permite salidas enfrentadas, la conexión del banco de autotransformadores mediante el módulo compacto queda en barra sencilla.

Desaparece la bahía de Corozo 1.

6.5.2 Ampliación del patio de 115 kV hacia el costado oriental, mediante una nueva bahía convencional en 115 kV. Para esta alternativa 2, se deberá utilizar la bahía de corozo 2 como conexión al ATR sin modificar tanto la configuración actual de la Subestación San Mateo. Esta alternativa se puede evidenciar fácilmente en la figura 55.

Patio 230 kV:

Eliminar la salida de línea Corozo 1 y usar este espacio para la conexión del nuevo Banco de Autotransformadores Monofásicos.

Ventajas:

Se mantiene la configuración de barra principal y transferencia, para la conexión del nuevo banco en el patio de 115 kV.

Se utiliza la bahía en 230 kV (Corozo 2) que está completamente enfrentada al ATR.

Se mantiene la bahía futura de 230 kV.

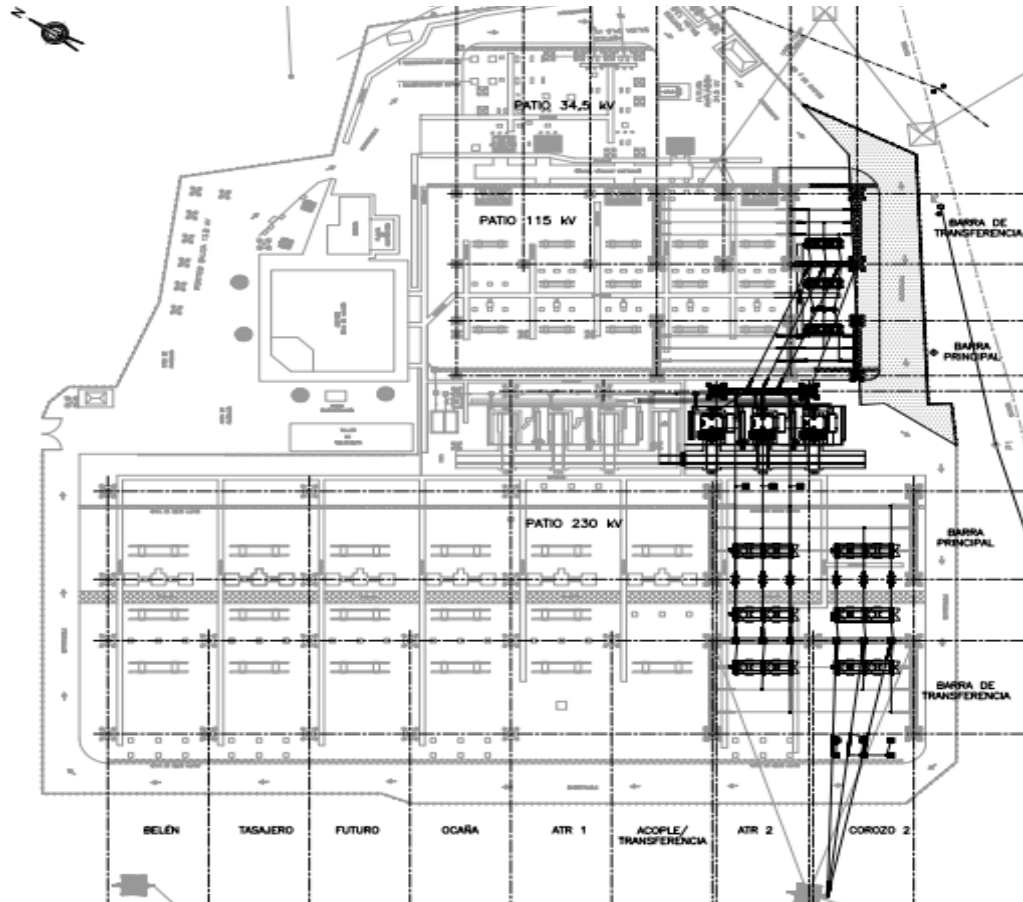
Desventajas:

Requiere de mayores obras civiles para ampliación del patio de 115 kV, (muro de contención, lleno, etc.).

Se requiere trasladar la bahía actual de Corozo 2 para el que espacio que ocupa Corozo 1.

Desaparece la bahía de Corozo 1.

Figura 55. Propuesta alternativa 2 para la ampliación de la SE San Mateo



Fuente: HMV ingenieros. Informe de ingeniería conceptual presentado a la empresa CENS S.A E.S.P.

6.5.3 Ampliación del patio de 115 kV hacia el costado oriental, mediante una nueva bahía convencional en 115 kV. Para esta alternativa 3, se deberá utilizar la bahía de corozo 1 como conexión al ATR y deja en funcionamiento normal a la bahía de corozo 2. Esta alternativa se puede evidenciar fácilmente en la figura 56.

Patio 230 kV:

Ampliación del patio del patio de 115 kV hacia el costado oriental para conexión del Banco No.2 de Autotransformadores Monofásicos 230/115 kV, 3 x 50 MVA.

Nueva bahía de 115 kV, hacia el costado occidental, para conexión del Transformador 115/13,8 kV, 40/47 MVA.

Conexión del Banco 2 de Autotransformadores Monofásicos 230/115 kV, 3 x 50 MVA a la actual bahía de Corozo 1 en 230 kV.

Ventajas:

Se mantiene la configuración de barra principal y transferencia, para la conexión en 115 kV, del nuevo banco de autotransformadores.

Se utiliza la bahía en 230 kV (Corozo 1) que pertenece a CENS.

Se mantiene la bahía futura de 230kV.

No requiere de traslados de bahías en 230 kV.

Desventajas:

Requiere de mayores obras civiles para ampliación del patio de 115 kV, (muro de contención, relleno, etc.).

Desaparece la bahía de Corozo 1.

Figura 56. Propuesta alternativa 3 para la ampliación de la SE San Mateo



Fuente: HMV ingenieros. Informe de ingeniería conceptual presentado a la empresa CENS S.A E.S.P.

Por lo anterior, en vista de las alternativas planteadas, y después de un análisis de las mismas para obtener la mejor alternativa técnicamente viable, se seleccionó la alternativa 3 (Figura 56) como la mejor opción para la conexión del nuevo Banco de Autotransformadores Monofásicos 230/115 kV, 3 x 50 MVA, por las siguientes razones:

Patio 230 kV:

Eliminar la salida de línea Corozo 1 que actualmente no se encuentra en funcionamiento y usar este espacio para la conexión del nuevo Banco de Autotransformadores Monofásicos.

Patio 115 kV:

Conexión del nuevo Banco Autotransformadores Monofásicos, mediante una nueva bahía convencional en 115 kV, ampliando el patio de conexiones hacia el costado oriental, construyendo un muro de contención y haciendo el relleno correspondiente.

Normalización de la configuración de la subestación 115 kV adicionando la bahía.

Esta alternativa conserva la configuración de barra principal más barra de transferencia para la conexión del nuevo banco de autotransformadores - ATR's en el patio de 115 kV; es la que menos trabajos requiere en el patio de 230 kV, manteniendo todas las bahías actuales, incluyendo la futura y utiliza la bahía de Corozo 1 (propiedad CENS) que no está siendo utilizada actualmente.

La alternativa 2 (Figura 55) en 115 kV se descartó puesto que el Banco No. 2 de Autotransformadores Monofásicos 230/115 kV, 3 x 50 MVA quedaría conectado en barra sencilla, lo cual no sería una configuración confiable. No se recomienda técnicamente debido a que requiere del traslado de la bahía de Corozo 2 en 230 kV.

La alternativa 1 (Figura 54) en 230 kV, no se recomienda técnicamente debido a que la conexión del nuevo banco queda en configuración de barra sencilla, perdiendo la confiabilidad de la configuración de la subestación que se encuentra

actualmente en barra principal más barra de transferencia. Además, se descartaron ya que la misma requiriera de una mayor cantidad de trabajos debido a traslados de bahías y replanteo de llegadas de las líneas de transmisión a estas bahías.

6.6 VALORACIÓN DE EQUIPOS PARA LA ALTERNATIVA DE AMPLIACIÓN SELECCIONADA

En vista de lo que se pretende realizar con la alternativa seleccionada, se tendrán para la ampliación de carga de la utilización de equipos con tecnología híbrida y convencional, necesaria para la puesta en servicio de la nueva ampliación de la Subestación San Mateo.

Por lo anterior, se analizaron algunos presupuestos en los que fueron entregados por el área de planeación de CENS y donde se tomaron los siguientes datos:

6.6.1. Utilización de equipos convencionales para la ampliación. Para el cálculo de los precios unitarios, se realizaron las conversiones a pesos por cuanto el valor aproximado de algunos equipos fue cotizado en dólares, lo cual para el cálculo se tuvo teniendo en cuenta la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) que es la cantidad de pesos colombianos por un dólar de los Estados Unidos. Para este caso se tomó el valor del dólar a \$ 1.850 pesos. Para el caso del euro se tomó la relación USD/EUR de 1,31.

De igual manera para cada uno de los equipos los cuales deberán ser traídos desde diferentes partes del mundo, como Suecia, Italia, Perú, España y Japón, se les contemplo los costos adicionales, como CIF - Cost, Insurance and Freight – (Costo, Seguro y Flete) y el arancel.

Tabla 17. Estimación del presupuesto de equipos convencionales para ampliación de Subestación San Mateo

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
EQUIPOS DE 230 kV					
1	Interruptor de potencia de operación tripolar 230 kV	Un	1	163.419.115	163.419.115
2	Seccionador tripolar de apertura central sin cuchilla de puesta a tierra 230 kV	Un	3	27.023.234	81.069.701
3	Transformador de corriente (4 núcleos) 230 kV	Un	3	23.853.488	71.560.465
4	Transformador de tensión tipo capacitivo 230 kV, tres devanados	Un	3	15.487.523	46.462.568
5	Descargadores de sobretensiones para sistema 192 kV	Un	3	7.585.297	22.755.892
6	Cadena de aisladores 230 kV	Un	9	1.929.204	17.362.840
7	Material de conexión para 230 kV (cable AAC, conectores y herrajes)	Global	1	38.898.292	38.898.292

Tabla 17. (Continuación)

EQUIPOS DE 115 kV					
8	Interruptor de potencia de operación tripolar 115 kV	Un	2	71.84 6.224	143.692.448
9	Seccionador tripolar de apertura central sin cuchilla de puesta a tierra 115 kV	Un	6	14.928.049	89.568.293
10	Transformador de corriente (4 núcleos) 115 kV	Un	6	20.190.174	121.141.044
11	Transformador de tensión tipo capacitivo 115 kV, tres devanados	Un	3	13.935.508	41.806.524
12	Descargadores de sobretensiones para sistema 96 kV	Un	3	7.164.436	21.493.307
13	Cadena de aisladores 115 kV	Un	12	1.817.904	21.814.850
14	Material de conexión para 115 kV (cable AAC, conectores y herrajes)	Global	1	42.330.217	42.330.217
EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN					
15	Autotransformador monofásico, $230\div\sqrt{3}/115\div\sqrt{3}/13,8$ kV, 30/40/50 MVA	Un	3	2.649.704.934	7.949.114.803

Tabla 17. (Continuación).

EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCION					
16	Tablero de protección autotransformador 230 kV	Un	1	86.704.549	86.704.549
17	Controlador de bahía 230 kV	Un	1	38.400.274	38.400.274
18	Sistema de medida del autotransformador de 230 kV	Un	1	58.276.814	58.276.814
19	Sistema de control y protección de la nueva bahía de 115 kV	Un	1	110.698.016	110.698.016
20	Sistema de protección banco autotransformador lado 115 kV	Un	1	60.274.147	60.274.147
21	Tablero control remoto autotransformadores	Un	1	82.632.008	82.632.008
SERVICIOS AUXILIARES					
22	Sistema de servicios auxiliares	Global	1	11.061.138	11.061.138
CONDUCTORES DE FUERZA Y CONTROL					
23	Cable de control 12x1,5 mm ² – 16AWG	m	4.500	6.958	31.311.807
24	Cable de control 4x2,5 mm ² - 14 AWG	m	4.500	6.070	27.314.555
25	Cable de control 12x2,5 mm ² - 14AWG	m		-	0

Tabla 17. (Continuación).

1	Cable de control 4x4,0 mm ² - 12 AWG	m	2.250	8.217	18.487.290
27	Cable de control 4x6,0 mm ² - 10 AWG	m	750	11.029	8.272.091
28	Cable de fuerza 4x9 mm ² - 8 AWG	m			0
29	Cable de fuerza 4x4,0 mm ² - 12 AWG	m	-		0
30	Cable de control 4x6,0 mm ² - 10 AWG	m	-		0
CONDUCTOR DE 15 kV					
31	Conductor , 15 kV, 173%, 250 kCM	m	600	616.860	370.115.916
32	Terminales para conductor 15 kV, 173%, 250 kCM	Un	12	98.698	1.184.371
ESTRUCTURAS					
33	Columna de 21 m de altura	kg	6.300	6.539	41.193.901
34	Columna de 16 m de altura	kg	19.200	6.539	125.543.319
35	Columna de 8 m de altura	kg	1.920	6.539	12.554.332
36	Viga de 16 m	kg	4.800	6.539	31.385.830
37	Viga de 14 m	kg	13.440	6.539	87.880.323
38	Estructura soporte seccionadores	kg	8.550	6.539	55.906.009
39	Estructura soporte TC	kg	6.750	6.539	44.136.323
40	Estructura soporte PT	kg	4.500	6.539	29.424.215
TOTAL BIENES					10.205.247.587

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

De igual manera para realizar el montaje de cada uno de los equipos convencionales mencionados en la tabla 17, se tuvo en cuenta cada uno de los costos totales y que se enuncian en la tabla 18 a continuación:

Tabla 18. Estimación del presupuesto para el montaje de equipos convencionales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
EQUIPOS DE 230 kV					
1	Montaje de interruptor	Un	1	10.239.750	10.239.750
2	Montaje de seccionador	Un	3	11.263.725	33.791.175
3	Montaje de transformadores de corriente	Un	3	3.413.250	10.239.750
4	Montaje transformadores de tensión	Un	3	2.958.150	8.874.450
5	Montaje de descargadores de sobretensiones 192 kV	Un	3	1.251.525	3.754.575
6	Montaje cadenas y templas	Global	1	1.187.811	1.187.811
EQUIPOS DE 115 kV					
7	Montaje de interruptor	Un	2	10.239.750	20.479.500
8	Montaje de seccionador	Un	6	10.125.975	60.755.850
9	Montaje de TC's	Un	6	3.413.250	20.479.500
10	Montaje de PT's	Un	3	2.958.150	8.874.450

Tabla 18. (Continuación).

11	Montaje de descargadores de sobretensiones 96 kV	Un	3	1.251.525	3.754.575
12	Montaje de descargadores de sobretensiones de 15 kV	Un	3	1.251.525	3.754.575
13	Montaje cadenas y templas	Global	1	1.187.811	1.187.811
EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN					
14	Autotransformador monofásico, $230\div\sqrt{3}/115\div\sqrt{3}/13$, 8 kV, 30/40/50 MVA	Un	3	125.152.500	375.457.500
EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCION					
15	Sistema de control y protección autotransformador 230 kV	Un	3	22.755.000	68.265.000
16	Sistema de control y protección autotransformador 115 kV	Un	3	22.755.000	68.265.000
CONEXIONADO					
17	Conexionado	Global	1	136.530.000	136.530.000

Tabla 18. (Continuación).

ESTRUCTURAS					
18	Pórticos	kg	45600	3.413,25	155.644.200
19	Estructura soporte de equipos	kg	19800	3.413,25	67.582.350
DESMONTAJE					
20	Equipos bahía Corozo 1	Global	1	26.759.880	26.759.880
TOTAL MONTAJE					1.085.877.702

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Con el montaje que se pretende realizar, se requieren de las obras civiles que serían necesarias para realizar la ampliación de la Subestación San Mateo, por lo tanto se tuvieron en cuenta las obras civiles, que se muestra en la tabla 19:

Tabla 19. Obras civiles para el montaje de equipos convencionales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
1	Obras preliminares	Global	1	587.117.684	587.117.684
2	Muro de contención	m	90	1.844.919	166.042.666
3	Lleno estructural con material de préstamo	m ³	1.800	45.510	81.918.000
4	Fundación columnas del pórtico	Un	48	9.490.264	455.532.673
5	Fundación F1 - Interruptor	Un	7	2.773.527	19.414.691
6	Encofrado y desencofrado	m ²	21	54.612	1.146.852

Tabla 19. (Continuación).

7	Fundación F2 - Seccionador	Un	21	2.949.555	61.940.664
8	Fundación F3 - Transformador de Corriente	Un	9	2.185.288	19.667.590
9	Fundación F4 - Transformador de Tensión	Un	6	1.821.960	10.931.759
10	Fundación del transformador de potencia 50 MVA y foso colector de aceite	Un	3	68.060.867	204.182.602
11	Carrilera para el transformador de potencia 50 MVA	ml	50	3.435.882	171.794.106
12	Gancho de tiro	Un	1	1.433.565	1.433.565
13	Canaletas Tipo 1 (B=0.40m; H=0.4m)	ml	40	3.434.800	137.391.996
14	Canaletas Tipo 2 (B=0.60m; H=0.60m)	ml	20	5.324.044	106.480.885
15	Reposición de las vías internas que sean intervenidas durante el proyecto, la reposición será en rodadura asfáltica (e=0.05m)	Global	1	11.377.500	11.377.500

Tabla 19. (Continuación).

16	Ampliación de malla de puesta a tierra	Global	1	7.011.316	7.011.316
17	Cable de cobre desnudo 107 mm ² (4/0 AWG), 19 hilos	m	163	26.714	4.354.442
18	Acabado en grava para patio (e=10 cm)	m ³	230	52.337	12.037.395
19	Demolición fundaciones existentes bahía Corozo 1	Global	1	8.412.979	8.412.979
TOTAL OBRA CIVIL					2.061.254.506

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Para las obras civiles, se tuvieron en cuenta las siguientes observaciones:

La estructura de soporte del seccionador 115 kV está conformada por dos columnas y una mesa.

La estructura de soporte de los seccionadores de 230 kV está conformada por tres columnas y una mesa.

La cimentación de pórticos está conformada por 4 zapatas por columna.

La cimentación de interruptores está conformada por 3 columnas en 230 kV y 2 columnas en 115 kV

Para la realización de pruebas previo a la puesta en servicio de la Subestación San Mateo, se deberá tener en cuenta el presupuesto.

Tabla 20. Pruebas y puesta en servicio del montaje de equipos convencionales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Elaboración de protocolos	Global	1	28.567.000	28.567.000
2	Pruebas individuales equipos de patio	Global	1	64.222.152	64.222.152
3	Pruebas individuales y funcionales SS.AA	Global	1	7.772.890	7.772.890
4	Pruebas individuales protección	Global	1	62.012.412	62.012.412
5	Pruebas individuales sistema de control	Global	1	19.301.004	19.301.004
6	Pruebas funcionales	Global	1	111.129.326	111.129.326
7	Energización	Global	1	7.294.760	7.294.760
TOTAL PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					300.299.544

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Todos estos datos registrados en las tablas 17, 18, 19 y 20, se colocaran en una tabla general para evidenciar los costos totales de la obra para la ampliación de carga de la Subestación San Mateo mediante equipos convencionales.

A continuación se realizó la estimación para la ampliación de carga con equipos Híbridos.

6.6.2 Utilización de equipos híbridos para la ampliación. Para el cálculo de los precios unitarios, se realizaron las conversiones a pesos por cuanto el valor aproximado de algunos equipos fue cotizado en dólares, lo cual para el cálculo se tuvo teniendo en cuenta la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) que es la cantidad de pesos colombianos por un dólar de los Estados Unidos.

Tabla 21. Estimación del presupuesto de equipos híbridos para ampliación de Subestación San Mateo

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
EQUIPOS DE 230 kV					
1	Interruptor de potencia de operación tripolar 230 kV	Un	1	163.419.115	163.419.115
2	Seccionador tripolar de apertura central sin cuchilla de puesta a tierra 230 kV	Un	3	27.023.234	81.069.701
3	Transformador de corriente (4 núcleos) 230 kV	Un	3	23.853.488	71.560.465
4	Transformador de tensión tipo capacitivo 230 kV, tres devanados	Un	3	15.487.523	46.462.568
5	Descargadores se sobretensión para sistema 192 kV	Un	3	7.585.297	22.755.892

Tabla 21. (Continuación).

6	Cadena de aisladores 230 kV	Un	9	2.025.665	18.230.982
7	Material de conexión para 230 kV (conectores y herrajes)	Global	1	40.843.207	40.843.207
EQUIPOS DE 115 kV					
8	Seccionador tripolar de apertura central sin cuchilla de puesta a tierra 115 kV	Un	1	14.928.049	14.928.049
9	Módulo híbrido Seccionador + interruptor + seccionador	Un	1	319.316.551	319.316.551
10	Transformador de corriente (4 núcleos) 115 Kv	Un	3	20.190.174	60.570.522
11	Transformador de tensión tipo capacitivo 115 kV, tres devanados	Un	3	13.935.508	41.806.524
12	Descargadores se sobretensión para sistema 96 kV	Un	3	7.164.436	21.493.307
13	Cadena de aisladores 115 kV	Un	6	1.817.904	10.907.425
14	Material de conexión para 115 kV (conectores y herrajes)	Global	1	27.397.580	27.397.580

Tabla 21. (Continuación).

EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN					
15	Autotransformador monofásico, $230\div\sqrt{3}/115\div\sqrt{3}/13,8$ kV, 30/40/50 MVA	Un	3	2.119.763.948	6.359.291.843
EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCION					
16	Tablero de protección autotransformador 230 kV	Un	1	86.704.549	86.704.549
17	Controlador de bahía 230 kV	Un	1	37.485.982	37.485.982
18	Sistema de medida del autotransformador de 230 kV	Un	1	56.889.270	56.889.270
19	Sistema de control y protección de la nueva bahía de 115 kV	Un	1	108.062.349	108.062.349
20	Sistema de protección banco autotransformador lado 115 kV	Un	1	58.839.048	58.839.048
21	Tablero control remoto autotransformadores	Un	1	82.632.008	82.632.008
SERVICIOS AUXILIARES					
22	Sistema de servicios auxiliares	Global	1	11.061.138	11.061.138
CONDUCTORES DE FUERZA Y CONTROL					
23	Cable de control 12x1,5 mm ² - 16 AWG	m	3.000	6.958	20.874.538

Tabla 21. (Continuación).

24	Cable de control 4x2,5 mm ² - 14 AWG	m	3.000	6.070	18.209.703
25	Cable de control 4x4,0 mm ² - 12 AWG	m	1.500	8.217	12.324.860
26	Cable de control 4x6,0 mm ² - 10 AWG	m	500	11.029	5.514.727
CONDUCTOR DE 15 kV					
27	Conductor , 15 kV, 173%, 250 kCM (3/fase)	m	600	616.860	370.115.916
28	Terminales para conductor 15 kV, 173%, 250 kCM	Un	36	98.698	3.553.113
ESTRUCTURAS					
29	Columna de 21 m de altura	kg	2.627	6.539	17.175.023
30	Viga de 16 m	kg	3.660	6.539	23.931.695
31	Estructura soporte seccionadores	kg	2.850	6.539	18.635.336
32	Estructura soporte transformadores de corriente	kg	4.500	6.539	29.424.215
33	Estructura soporte transformadores de tensión	kg	4.500	6.539	29.424.215
TOTAL SUMINISTRO BIENES					8.290.911.418

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Tabla 22. Estimación del presupuesto para el montaje de equipos híbridos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
EQUIPOS DE 230 kV					
1	Montaje de interruptor	Un	1	10.239.750	10.239.750
2	Montaje de seccionador	Un	3	11.263.725	33.791.175
3	Montaje de transformadores de corriente	Un	3	3.413.250	10.239.750
4	Montaje transformadores de tensión	Un	3	2.958.150	8.874.450
5	Montaje de Descargadores se sobretensión 192 kV	Un	3	1.251.525	3.754.575
6	Montaje cadenas y templeas	Global	1	1.187.811	1.187.811
EQUIPOS DE 115 kV					
7	Módulo híbrido Seccionador + interruptor + seccionador	Un	1	17.635.125	17.635.125
8	Montaje de seccionador	Un	1	10.125.975	10.125.975
9	Montaje de transformadores de corriente	Un	3	3.413.250	10.239.750
10	Montaje transformadores de tensión	Un	3	2.958.150	8.874.450
11	Montaje de Descargadores se sobretensión 96 kV	Un	3	1.251.525	3.754.575
12	Montaje de Descargadores se sobretensión de 15 kV	Un	3	1.251.525	3.754.575
13	Montaje cadenas y templeas	Global	1	1.187.811	1.187.811
EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN					
14	Autotransformador monofásico, 230÷√3/115÷√3/13,8 kV, 30/40/50 MVA	Un	3	125.152.500	375.457.500

Tabla 22. (Continuación)

EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCION					
15	Sistema de protección autotransformador 230 kV	Un	2	22.755.000	45.510.000
16	Sistema de protección autotransformador 115 kV	Un	3	22.755.000	68.265.000
CONEXIONADO					
17	Conexionado	Global	1	91.020.000	91.020.000
DESMONTAJE					
18	Equipos bahía Corozo 1	Global	1	26.759.880	26.759.880
TOTAL MONTAJE					730.672.152

Fuente: Tabla realizada por, DURAN RAMIREZ Erik con base en la información tomado del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros.

Tabla 23. Obras civiles para el montaje de equipos híbridos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Obras preliminares	Global	1		587.117.684
FUNDACIONES DE PÓRTICOS					
2	Fundación columnas del pórtico	Un	8	9.490.264	75.922.112
FUNDACIONES DE EQUIPOS					
3	Fundación F1 - Interruptor	Un	3	2.773.527	8.320.582
4	Fundación F2 - Seccionador	Un	9	2.949.555	26.545.999
5	Fundación F3 - Transformador de Corriente	Un	6	2.185.288	13.111.727
6	Fundación F4 - Transformador de Tensión	Un	6	1.821.960	10.931.759

Tabla 23. (Continuación)

7	Fundación F7 - Equipo Compacto Híbrido	Un	1	4.685.016	4.685.016
8	Fundación del transformador de potencia 50 MVA y foso colector de aceite	Un	1	68.314.600	68.314.600
9	Carrilera para el transformador de potencia 50 MVA	ml	50	3.435.882	171.794.106
CANALETAS					
10	Canaletas Tipo 1 (B=0.40m; H=0.4m)	ml	20	3.435.084	68.701.687
11	Canaletas Tipo 2 (B=0.60m; H=0.60m)	ml	10	7.235.464	72.354.642
12	Cable de cobre desnudo 107 mm ² (4/0 AWG), 19 hilos para colas de la malla de tierra	m	50	26.714	1.335.719
13	Demolición fundaciones existentes bahía Corozo 1	Global	1	12.619.468	12.619.468
TOTAL OBRA CIVIL					1.121.755.100

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Para las obras civiles, se tuvieron en cuenta las siguientes observaciones:

La estructura de soporte del seccionador 115 kV está conformada por tres columnas y una mesa.

La estructura de soporte de los seccionadores de 230 kV está conformada por tres columnas y una mesa.

La cimentación de pórticos está conformada por 4 zapatas por columna.

La cimentación de interruptores está conformada por 3 columnas en 230 kV y 2 columnas en 115 kV

Tabla 24. Costo de pruebas y puesta en servicio del montaje de equipos híbridos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Elaboración de protocolos	Un	1	28.567.000	28.567.000
2	Pruebas individuales equipos de patio	Un	1	50.840.917	50.840.917
3	Pruebas individuales y funcionales	Un	1	7.772.890	7.772.890
4	Pruebas individuales protección	Un	1	39.044.852	39.044.852
5	Pruebas individuales sistema de control	Un	1	12.152.484	12.152.484
6	Pruebas funcionales	Un	1	71.440.281	71.440.281
7	Energización	Un	1	7.294.760	7.294.760
TOTAL PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					217.113.184

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Todos estos datos registrados en las tablas 21, 22, 23 y 24, se colocaran en una tabla general para evidenciar los costos totales de la obra para la ampliación de carga de la Subestación San Mateo mediante equipos híbridos.

7. IMPACTO AMBIENTAL

Los proyectos eléctricos son estratégicos para el desarrollo económico y social de áreas rurales y urbanas locales, regionales y nacionales, por lo que 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.

El área donde se tiene proyectada la ampliación de la Subestación se caracteriza por tener suelos muy áridos, abundante vegetación de tipo xerofítica y estar en una zona de pendiente con riesgos identificados en el POT y estudios para determinar los niveles de amenaza y vulnerabilidad.

En la caracterización realizada en campo se identificaron 30 individuos arbustivos, los cuales deben ser talados y compensados de acuerdo a las instrucciones que de CORPONOR. Para esto es necesario tramitar ante la Autoridad Ambiental el respectivo permiso de aprovechamiento forestal. No se identificaron cuerpos de agua, ni demás restricciones de índole ambiental, esta información se tomo del informe de Ingeniería Conceptual presentado por la firma HVM Ingenieros a Centrales Eléctricas de Norte de Santander.

Se consultó con los funcionarios de CENS respecto al expediente ambiental de la Subestación y se confirmó que esta no posee Licencia Ambiental, por lo que no habría que realizar modificación de Licencia, ni ajustes al EIA.

El modelo de pendientes de la Subestación muestra que la mayor parte de esta se encuentra en una zona con pendientes entre 0° y 15°, tan solo el extremo Sur presenta pendientes entre 15° y 35°. Estos valores no presentan ningún tipo de restricción ya que técnicamente es manejable.

Para la instalación del segundo banco de Autotransformadores, se requerirá la adecuación del terreno existente, por lo que para este caso las actividades se verán reducidas a cimentación de los nuevos pórticos y obras de muy bajo impacto ambiental.

7.1 DESCRIPCIÓN DE IMPACTO EN SUBESTACIONES

Generación de expectativas: La inserción de un proyecto nuevo en una región de alguna manera genera expectativas (Curiosidad, interés, temor o rechazo) en los pobladores localizados en el área de influencia de dichos proyectos, referidas a la adquisición de servidumbres, la contratación de mano de obra, los impactos del proyecto, al cumplimiento de los acuerdos del Plan de Manejo Ambiental – PMA y a los posibles beneficios que les pueda brindar el proyecto.

Generación de molestias a la comunidad: La 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.

Generación temporal de empleos: El requerimiento de la mano de obra temporal en la construcción y operación de las líneas de transmisión y subestaciones, es importante para la generación de empleos temporales que generan un impacto positivo porque disminuye transitoriamente el índice de desempleo en la ciudad.

Daños a los accesos: El incremento en el tránsito de vehículos de carga durante todas las etapas del proyecto, principalmente en las vías destapadas sin afirmador durante la etapa de construcción, puede generar alteraciones en el desarrollo

normal de las actividades cotidianas propias de los habitantes de la zona y de alguna manera retrasos en los tiempos de desarrollo del proyecto.

Modificación del uso del suelo: La presencia de la subestaciones modifica el uso del suelo donde se localizan, debido al campo magnético generado por el aumento de la capacidad de transformación.

Alteración 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.

Para el caso de la Subestación San Mateo, se tendrá en cuenta el presupuesto para la realización de estudios ambientales que deberán tenerse en cuenta previo a la ejecución del proyecto de ampliación.

Tabla 25. Presupuesto estudios ambientales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ESTUDIOS AMBIENTALES					
SI LA SUBESTACIÓN NO TIENE LICENCIA AMBIENTAL					
1	Elaboración PMA	Un	1	20.000.000	20.000.000
2	Permiso de Aprovechamiento Forestal	Un	1	6.000.000	6.000.000
EJECUCIÓN					
PROGRAMAS AMBIENTALES					
3	Programa compensación forestal	Un	1	5.000.000	5.000.000
4	Programa rescate flora y fauna	Un	1	4.000.000	4.000.000
5	Programa rescate y monitoreo arqueológico	Un	1	10.000.000	10.000.000
TOTAL AMBIENTAL					45.000.000

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Lo anterior indicado en la tabla 25, corresponde parte del presupuesto que debe ser predestinado para la realización de un plan de manejo ambiental - PMA que contemple las actividades ambientales. Este presupuesto aplica para cualquiera de las alternativas seleccionadas.

8. PRESUPUESTO REQUERIDO PARA REALIZAR LA AMPLIACIÓN DE CARGA

8.1 PRESUPUESTO AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN MATEO CON EQUIPOS CONVENCIONALES

Con base a la información obtenida de la estimación de los equipos, montajes, obras civiles y el estudio ambiental, tanto para equipos híbridos como convencionales, se realizaron las siguientes tablas 26 y 27, donde se calculó el total de la obra para la ampliación de la Subestación San Mateo.

Tabla 26. Composición final de precios equipos convencionales

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR (DDP)	AIU	SUBTOTAL
1	Autotransformadores	6.736.537.969	18%	7.949.114.803
2	Suministros	1.911.976.935	18%	2.256.132.784
3	Obras civiles	1.675.816.672	23%	2.061.254.506
4	Montaje	882.827.400	23%	1.085.877.702
5	Pruebas y puesta en servicio	254.491.139	18%	300.299.544
6	Licencias y permisos ambientales	45.000.000	23%	55.350.000
7	Subtotal			13.708.029.339
8	Ingeniería (3% de 7)			411.240.880
9	Gerencia (6% de 7)			822.481.760
10	Interventoría (6% de 7)			822.481.760
11	Pólizas (1.5% de 7)			205.620.440
TOTAL				15.969.854.180

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

8.2 PRESUPUESTO AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN MATEO CON EQUIPOS HÍBRIDOS

Tabla 27. Composición final de precios equipos híbridos

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR (DDP)	AIU	SUBTOTAL
1	Autotransformadores	5.389.230.375	18%	6.359.291.843
2	Suministros	1.636.965.742	18%	1.931.619.576
3	Obras civiles	911.996.016	23%	1.121.755.100
4	Montaje	594.042.400	23%	730.672.152
5	Pruebas y puesta en servicio	183.994.224	18%	217.113.184
6	Licencias y permisos ambientales	45.000.000	23%	55.350.000
7	Subtotal			10.415.801.855
8	Ingeniería (3% de 7)			312.474.056
9	Gerencia (6% de 7)			624.948.111
10	Interventoría (6% de 7)			624.948.111
11	Pólizas (1.5% de 7)			156.237.028
TOTAL				12.134.409.161

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Realizando la comparación de los dos presupuestos, claramente se puede observar que el presupuesto más bajo corresponde a de los equipos hídricos con un costo total de \$ 12.134.409.161 COP, como se muestra en la tabla 27.

9. ESTUDIO FINANCIERO

En este estudio se contará con todos los elementos financieros que incidirán de manera significativa en la estabilidad económica de la empresa CENS S.A E.S.P. para entrar a tomar decisiones respecto la ejecución del proyecto.

9.1 ELEMENTOS DE COSTOS Y GASTOS

Como se pudo evidenciar en los presupuestos anteriores, se tiene previsto la conexión de los Autotransformadores en Paralelo con los existentes actualmente en la Subestación San Mateo, esto con el fin de aumentar la capacidad de carga y la confiabilidad en el sistema de CENS S.A E.S.P. Adicionalmente se tiene previsto la implementación de equipos híbridos para la ampliación de carga de la Subestación San Mateo, esto por cuanto es más viable para el proyecto.

9.2 INVERSIÓN

9.2.1 Parámetros utilizados en la evaluación. Se calcula la anualidad de las Unidades Constructivas a reconocer (solicitadas) a la UPME, considerando la tasa (13,5% STR) y las vidas útiles de la Resolución 097 de 2008.

Esa anualidad es el ingreso a considerar en un flujo de caja de 30 años.

Se considera un ingreso del AOM del 2,73% sobre el valor de los activos eléctricos y se considera el mismo porcentaje como egreso.

Se debe valorar un ingreso adicional del 4.1% de los activos eléctricos por activo no eléctrico.

El costo del proyecto es el valor real de la inversión, considerando años de preinversión y siendo el año 0 el de entrada en operación.

Depreciación de activos con método de línea recta, para los que aplique.

Calcular VPN y TIR del proyecto, teniendo en cuenta los precios entregados por la resolución de la CREG, esto por remuneración durante los 30 años de vida útil de un autotransformador.

9.3 TASA DE DESCUENTO A APLICAR PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

El parámetro adecuado para remunerar la rentabilidad de la inversión en activos fijos de empresas de distribución de energía eléctrica debe ser el costo promedio ponderado de capital (WACC). Para la evaluación económica se utilizó el WACC definido para el actual período regulatorio en los distintos sistemas que se intervienen en el proyecto, así: para activos del STR y de conexión al STN con la Resolución CREG 093 de 2008 una tasa de descuento igual a 13,5 % anual y 11,5 % respectivamente.

9.4 PRESUPUESTO AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN MATEO CON UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LA CREG

Teniendo en cuenta los precios indicados en la Resolución respecto a las unidades constructivas para los equipos tanto en el nivel de 230 kV y 115 kV, se determinaron los costos de los activos con sus respectivos códigos de la Unidad Constructiva, los cuales se muestran en la tabla 28 a continuación:

Tabla 28. Presupuesto unidades constructivas – Subestación San Mateo

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Código Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad	Valor instalado	Valor unitario [COP/MVA]	Costos Activos COP
San Mateo	230	N5S3	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230 kV	1	1.403.087.136		1.403.087.136
		N5T13 ⁽¹⁾	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	150	286.609.403	44.502.280	7.535.170.209
	115	N4S43-N4S42	DELTA CAMBIO DE MÓDULO COMÚN - TIPO 3 A TIPO 4	1	428.708.599		428.708.599
		N4S34-N4S33	DELTA CAMBIO DE MÓDULO DE BARRAJE - TIPO 2 A TIPO 3	1	104.823.111		104.823.111
		N4S48	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 4 (\$/m2)	11,25	2.278.838		25.636.928
		N4S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	1	711.393.843		711.393.843
		N4EQ2	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 4	3	38.702.638		116.107.914
		TOTAL					

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Por lo tanto, para la ampliación de carga en la Subestación San Mateo, se tendrán en cuenta un costo total de \$ 10.324.927.740 COP, por los activos instalados en los niveles de 230 y 115 kV, como se muestran en la tabla 28.

9.5 ANÁLISIS ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS

Para efectos de este análisis, se consideró la ENS que tendría el sistema de CENS si no se realizara ninguna modificación a la infraestructura actual y la demanda tuviera un crecimiento tal como se mostró en los análisis anteriores.

Partiendo de las condiciones anteriores, se analizó ante contingencias N-1 del STR, STN y conexión al STN, la demanda vegetativa que se tendría que racionar. Los resultados de este racionamiento se muestran en la Tabla29 y en la tabla 30.

Con la anterior información y los índices promedios de indisponibilidad de los elementos del STR, STN y conexión al STN, se halló la energía de racionamiento generada y se evalúa su costo para la demanda del SDL de CENS.

La alternativa de infraestructura propuesta para el sistema de CENS, elimina la ENS que se presentaría si no se le realizan modificaciones al sistema, por lo tanto se consideran los costos de racionamiento como un beneficio para el proyecto.

Tabla 29. Demanda no suministrada por fallas N-1 en el STR y conexión al STN, según simulación en el sistema de potencia (MW)

CONTINGENCIA	2013			2014			2016			2021		
	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
Insula - San Mateo 1 115	0,00	0,00	0,00	42,51	34,00	0,00	79,76	63,81	0,00	84,54	67,63	0,00
Convencion - Ocana 1 115	0,00	0,00	0,00	83,36	66,69	0,00	120,61	96,49	0,00	125,39	100,31	0,00
Cucuta - Insula 115 kV	0,00	0,00	0,00	83,36	66,69	0,00	100,19	80,15	0,00	104,97	83,97	0,00
Aguachica - Ocaña 115	14,68	11,75	8,80	144,63	115,71	28,39	181,89	145,51	54,41	207,10	165,68	65,77
Cucuta 230/115	0,00	0,00	0,00	83,36	66,69	0,00	120,61	96,49	0,00	125,39	100,31	0,00

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Tabla 30. Demanda no suministrada por fallas en el STN, según simulación del sistema de potencia (MW)

CONTINGENCIA	2013			2014			2016			2021		
	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
Palos - Ocana 1 230	0,00	0,00	0,00	62,93	50,35	0,00	100,19	80,15	0,00	104,97	83,97	0,00
Cucuta - Tasajero 1 230	0,00	0,00	0,00	62,93	50,35	0,00	79,76	63,81	0,00	84,54	67,63	0,00
Cucuta - San Mateo 1 230	0,00	0,00	0,00	42,51	34,00	0,00	79,76	63,81	0,00	84,54	67,63	0,00
San Mateo - Tasajero 1 230	0,00	0,00	0,00	62,93	50,35	0,00	79,76	63,81	0,00	84,54	67,63	0,00
Ocana - San Mateo 1 230	0,00	0,00	0,00	83,36	66,69	0,00	100,19	80,15	0,00	125,39	100,31	0,00

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

De igual manera, adicionalmente se tuvieron algunos tiempos (horas) promedio de contingencias presentadas y registradas por el sistema eléctrico de CENS, las

cuales se pudieron identificar en diferentes escenarios (Máximo, medio y mínimo) para los años 2013 y que se muestran en las tablas 31 y 32 a continuación:

Tabla 31. Calculo promedio y teórico de interrupciones en el nivel 115 kV

CONTINGENCIA	SALIDAS AÑO (HORAS)		
	PROMEDIO Y TEORICO		
	MAX	MED	MIN
Insula - San Mateo 1 115	0,034	0,07367	0,02833
Convencion - Ocana 1 115	0,95	3,45833	0,075
Cucuta - Insula 115 kV	0,14167	168,9	0
Aguachica - Ocaña 115	0,03333	0,55	0,29167
Cucuta 230/115	0,025	0,05417	0,02083

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Tabla 32. Calculo promedio y teórico de interrupciones en el nivel 230 kV

CONTINGENCIA	SALIDAS AÑO (HORAS)		
	PROMEDIO Y TEORICO		
	MAX	MED	MIN
Palos - Ocana 1 230	0,20066	0,43477	0,16722
Cucuta - Tasajero 1 230	0,01448	0,03136	0,01206
Cucuta - San Mateo 1 230	0,01066	0,0231	0,00889
San Mateo - Tasajero 1 230	0,02344	0,05078	0,01953
Ocana - San Mateo 1 230	0,15029	0,32562	0,12524

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Tabla 33. Energía no suministrada por confiabilidad en el sistema de CENS

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía kWh NS (STR y conexión al STN CENS)	9.517	9.812	11.671.221	12.126.398	14.117.480	14.253.536	14.389.591	14.525.647	14.661.703	14.797.758
Energía kWh NS (STN CENS)	-	-	76.519	78.661	106.697	109.419	112.141	114.863	117.585	120.307

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

De esta forma, convirtiendo la energía anterior y afectándola por el costo de racionamiento – CR1 de la UPME, que para nuestro caso se utilizó un valor de

596,69 \$/kWh, con el cual se pudo establecer el costo total de la energía que no podrá servir CENS si no se realiza las obras de expansión propuestas. Los costos año a años se muestran en la tabla 34 a continuación:

Tabla 34. Valoración de la energía no suministrada - ENS por CENS

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valor ENS STR total	\$ 6	\$ 6	\$ 6.964	\$ 7.236	\$ 8.424	\$ 8.505	\$ 8.586	\$ 8.667	\$ 8.748	\$ 8.830
Valor ENS STN total	\$ -	\$ -	\$ 46	\$ 47	\$ 64	\$ 65	\$ 67	\$ 69	\$ 70	\$ 72

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

9.6 ANÁLISIS ENERGÍA NO ATENDIDA - ENA

Para analizar la necesidad de expansión del sistema de CENS, se estudió la cantidad de energía no atendida en los periodos de máxima, media y mínima demanda, para el caso de operación normal, si no se realiza ninguna acción de expansión al sistema.

Según las proyecciones de demanda, la proporción de demanda que no se atendería cada año si permanece la infraestructura actual sin expansión se puede ver en la tabla 35.

Tabla 35. ENA del SDL de CENS si no se realiza ninguna modificación al sistema

DEMANDA NO ATENDIDA STR CENS SEGÚN SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA [MW]											
CARGA	PERIODO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SDL CENS	MAX	42,51	51,86	63,27	77,18	79,76	80,72	81,69	82,66	83,66	84,54
	MED	17,00	20,74	25,31	30,87	31,90	32,29	32,67	33,07	33,46	33,82
	MIN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

De esta forma, convirtiendo la demanda anterior en energía y afectándola por el cargo propio de nivel de tensión 4 de CENS, de 13,5 \$/kwh, se establece el

beneficio de atender la demanda que no se puede servir si no se realizan las obras de expansión propuestas. Estos datos se pueden visualizar en la tabla 36.

Tabla 36. Valoración de ENA del SDL de CENS, si no se realiza ninguna modificación al sistema

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energía kWh (SDL CENS)	101.651.818	124.015.218	151.298.567	184.584.251	190.749.730	193.035.794	195.349.255	197.690.442	200.059.687	202.180.048
Valor ENA en STR total (Mill.)	\$ 1.372	\$ 1.674	\$ 2.043	\$ 2.492	\$ 2.575	\$ 2.606	\$ 2.637	\$ 2.669	\$ 2.701	\$ 2.729

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

Con los datos obtenidos en las tablas 34 y 36, se tuvieron en cuenta para el análisis del Beneficio / Costo, con los cuales sumando año a año el costo total de la ENS más el costo total de la ENA, y proyectando los valores obtenidos a partir del año 11 de la evaluación hasta el año 30, tiempo utilizado como periodo de valoración, los valores se mantuvieron constantes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se trajeron los valores al presente para obtener el costo total del beneficio en el STN y teniendo como base el valor del WACC en el STN del 11,5 % se calcula el beneficio total e igualmente se pudo realizar el cálculo de los beneficios en el STR en los que se tuvo en cuenta el WACC Conexión al STR del 13,5 %, datos que fueron entregados por la empresa CENS.

Sobre el cálculo del costo total de la inversión al STN, es cero, por cuanto no se tiene contemplado inversiones en el sistema de interconexión nacional, caso contrario para el cálculo del costo total de la inversión al STR, donde se tuvieron en cuenta el valor total de las unidades constructivas dados por la CREG traídos a valor presente neto, teniendo en cuenta el WACC Conexión al STR del 13,5 %, con los cuales se obtuvo una relación de 7,84 como se muestra en la tabla 37 a continuación:

Tabla 37. Relación Costo/Beneficio – Equipos Híbridos

ALTERNATIVA		B/C
San Mateo 150MVA 230/115kV Hibrido	Beneficios STN	7,84
	Inversión STN	
	Beneficios STR	
	Inversión STR	

Fuente: Autor del proyecto basado en información recopilada del Área operación y Calidad de CENS

El costo de la inversión se valoró con precios de Unidades Constructivas CREG de las resoluciones 097 de 2008 y 011 de 2009.

9.7 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

9.7.1 Evaluación financiera. En la siguiente tabla 38, se puede ver los datos de entrada utilizados para los cálculos de la evaluación financiera realizada para el proyecto en mención. Estos datos fueron suministrados por la empresa CENS para la realización del análisis financiero.

9.7.2 Flujo de caja. Este estado muestra el flujo que deberá realizar la empresa para la ejecución del proyecto, estimado a partir de los ingresos y egresos, necesarios tanto para la operación y el mantenimiento de la subestación eléctrica.

9.7.3 Tasa interna de retorno – TIR. Se entiende como la tasa de descuento que hace el valor presente Neto sea igual a Cero; es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión. Sirve para determinar la rentabilidad del proyecto, identificando la tasa de interés con que el inversionista podrá recuperar lo que invirtió y de esta manera saber si es viable el proyecto o si es mejor invertir su dinero en otro negocio.

Tabla 38. Datos de entrada para la evaluación financiera

DATOS DE ENTRADA		
Año 1	2016	
Tasa de interés anual	13%	
Años	30	Vida útil del equipo
Valor presente	Costos unitarios de la CREG	
Ingresos por activos no eléctricos	4,1%	
Incremento de la anualidad en el 2013	1,8%	
Incremento de la anualidad del ingreso 2014 y siguientes	3,2%	
Ingresos por AOM	2,73%	
Egresos por AOM	2,73%	

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HVM ingenieros a CENS

Teniendo en cuenta el proyecto de ampliación, se contemplaron los costos unitarios de las unidades constructivas de la CREG calculadas anteriormente; además se tuvo en cuenta la vida útil de los autotransformadores, por lo que proyectaron los datos a 30 años.

9.8 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja presenta la inversión, los ingresos y los egresos que se generan para la instalación del nuevo banco de Autotransformadores y durante la vida útil del mismo como se observa en la tabla 38.

Los datos consignados en la tabla 39 están dados en millones de pesos (M\$) éste muestra la inversión en el primer año, teniendo cuenta un porcentaje del valor total por los primeros años y además los ingresos anuales recibidos durante los próximos 30 años de vida útil del autotransformador, por tal razón el VPN calculado es M\$ 6.275 con una tasa de interesa anual del 13%. Cuando se dice que el VPN de un proyecto calculado a la tasa mínima exigida es positivo estamos diciendo que dicho proyecto aporta riqueza por encima de la tasa exigida. Un valor positivo del VPN nos está diciendo que, además del rendimiento mínimo esperado, el proyecto nos ofrece un “premio adicional”.

Recordemos que la TIR (Tasa de Rendimiento Interno) es la tasa de descuento en la que se iguala el valor de la inversión (pagos) con el valor de los flujos de tesorería futuros (cobros). Por lo tanto se calculó la TIR de 17,11%, en lo que puede entenderse como la tasa de interés máxima a la que es posible endeudarse por parte de la empresa CENS S.A E.S.P para financiar el proyecto, sin que genere pérdidas.

Como se evidencia en los indicadores calculados, el flujo de caja del proyecto es viable financieramente, debido a que tiene un VPN positivo y de un valor considerable, además la relación (B/C) es mayor que uno (1) indicando que el Beneficio es mayor que el Costo

Tabla 39. Flujo de caja del proyecto

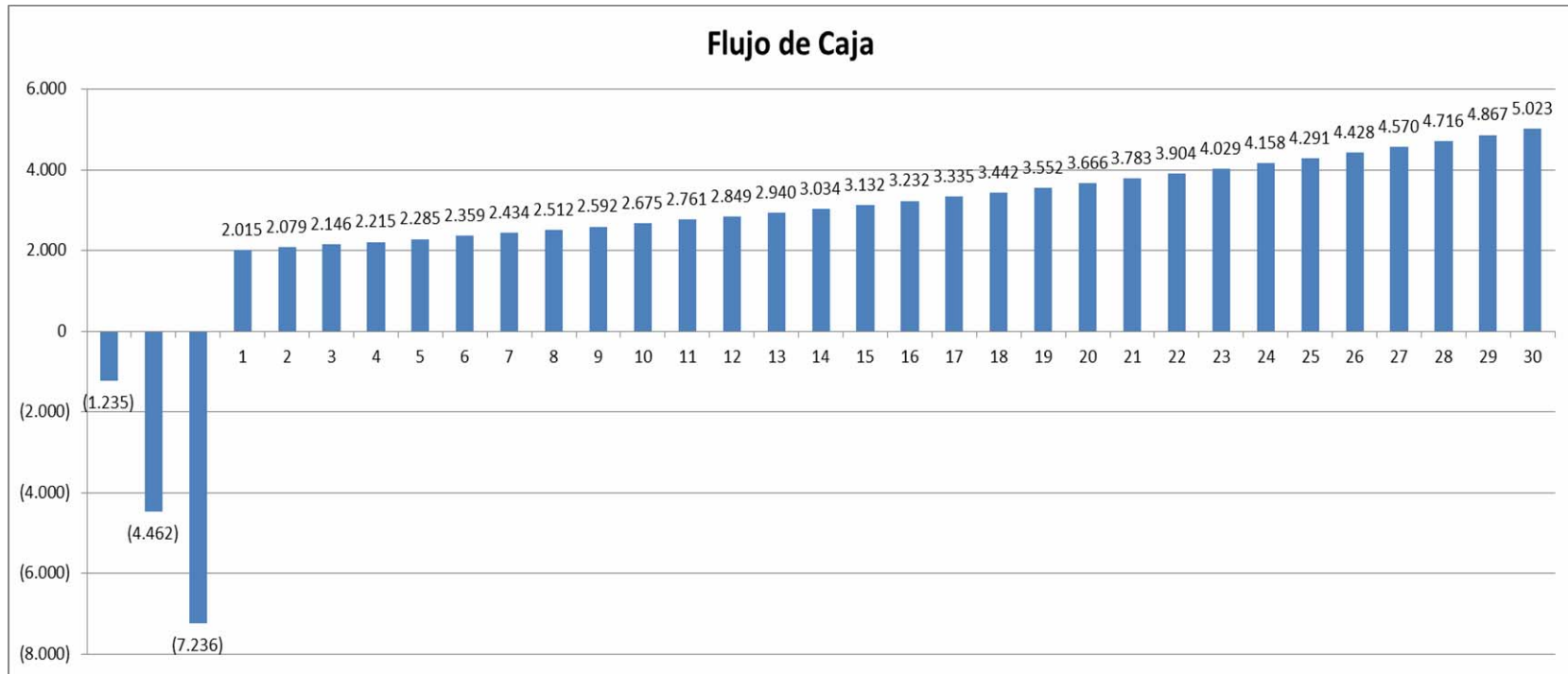
Anualidad	10% 35% 55%																																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
Egresos																																	
Inversión en activos eléctricos	1.235	4.462	7.236																														
Egresos por AOM	315,38	325,47	335,89	346,64	357,73	369,18	380,99	393,18	405,76	418,75	432,15	445,98	460,25	474,98	490,18	505,86	522,05	538,76	556,00	573,79	592,15	611,10	630,65	650,83	671,66	693,15	715,33	738,22	761,85	786,23			
Ingresos																																	
<i>Remuneración de activos</i>																																	
Activos	Precios CREG 2015	Vida útil																															
N5S3	1.521.219.260	30	209,4	216,14	223,06	230,20	237,56	245,17	253,01	261,11	269,46	278,09	286,98	296,17	305,65	315,43	325,52	335,94	346,69	357,78	369,23	381,04	393,24	405,82	418,81	432,21	446,04	460,31	475,04	490,25	505,93	522,12	
N5T13 ⁽¹⁾	8.169.589.585	30	1.124,8	1.160,78	1.197,93	1.236,26	1.275,82	1.316,65	1.358,78	1.402,26	1.447,13	1.493,44	1.541,23	1.590,55	1.641,45	1.693,97	1.748,18	1.804,12	1.861,85	1.921,43	1.982,92	2.046,37	2.111,86	2.179,44	2.249,18	2.321,15	2.395,43	2.472,08	2.551,19	2.632,83	2.717,08	2.804,02	
N4S43-N4S42	464.803.476	30	64,0	66,04	68,16	70,34	72,59	74,91	77,31	79,78	82,33	84,97	87,69	90,49	93,39	96,38	99,46	102,64	105,93	109,32	112,82	116,43	120,15	124,00	127,97	132,06	136,29	140,65	145,15	149,79	154,59	159,53	
N4S34-N4S33	113.648.633	30	15,6	16,15	16,66	17,20	17,75	18,32	18,90	19,51	20,13	20,78	21,44	22,13	22,83	23,57	24,32	25,10	25,90	26,73	27,58	28,47	29,38	30,32	31,29	32,29	33,32	34,39	35,49	36,63	37,80	39,01	
N4S48	27.795.414	30	3,8	3,95	4,08	4,21	4,34	4,48	4,62	4,77	4,92	5,08	5,24	5,41	5,58	5,76	5,95	6,14	6,33	6,54	6,75	6,96	7,19	7,42	7,65	7,90	8,15	8,41	8,68	8,96	9,24	9,54	
N4S8	771.289.244	30	106,2	109,59	113,10	116,71	120,45	124,30	128,28	132,39	136,62	141,00	145,51	150,16	154,97	159,93	165,05	170,33	175,78	181,40	187,21	193,20	199,38	205,76	212,34	219,14	226,15	233,39	240,86	248,56	256,52	264,73	
N4EQ2	125.883.554	30	17,3	17,89	18,46	19,05	19,66	20,29	20,94	21,61	22,30	23,01	23,75	24,51	25,29	26,10	26,94	27,80	28,69	29,61	30,55	31,53	32,54	33,58	34,66	35,77	36,91	38,09	39,31	40,57	41,87	43,21	
Ingresos por activos no eléctricos			474	489	504	521	537	554	572	590	609	629	649	670	691	713	736	760	784	809	835	862	889	918	947	977	1.009	1.041	1.074	1.109	1.144	1.181	
Ingresos por AOM			315	325	336	347	358	369	381	393	406	419	432	446	460	475	490	506	522	539	556	574	592	611	631	651	672	693	715	738	762	786	
Total del flujo de caja	(1.235) (4.462) (7.236)		2.015	2.079	2.146	2.215	2.285	2.359	2.434	2.512	2.592	2.675	2.761	2.849	2.940	3.034	3.132	3.232	3.335	3.442	3.552	3.666	3.783	3.904	4.029	4.158	4.291	4.428	4.570	4.716	4.867	5.023	
Valor presente	(1.235) (4.462) (7.236)		1.783	1.628	1.487	1.358	1.240	1.133	1.035	945	863	788	720	657	600	548	501	457	418	381	348	318	291	265	242	221	202	185	169	154	141	128	

Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HMV ingenieros a CENS

De igual manera se calcularon el VPN y la TIR de la tabla anterior. Los resultados son los siguientes:

Tasa interna de retorno	17,11%
Valor presente neto	6.275 Millones (COP)

Figura 57. Diagrama de flujo de caja



Fuente: Autor del proyecto basado en datos del informe ingeniería conceptual presentado por la firma HMV ingenieros a CENS

10. CONCLUSIONES

El diagnóstico de la Subestación San Mateo, permitió conocer el espacio con el que se cuenta para la ampliación de carga la Subestación San Mateo, donde se instalarán los Autotransformador, teniendo en cuenta la ampliación del perímetro de la misma subestación, mediante la construcción de un muro de contención que permita la ampliación de la vía que rodea actualmente la misma y por donde transitan los vehículos que realizan los mantenimientos a los equipos.

Con la información recopilada de la Subestación San Mateo, permitió conocer en detalle el comportamiento de la carga que actualmente tiene instalada la subestación, de una cargabilidad promedio del 70 % trabajando normalmente, sin tener en cuenta las cargas proyectadas y las contingencias N-1 simuladas, se tendrá que tener en cuenta la ampliación junto con las demás alternativas para evitar la sobrecarga de los autotransformadores y el colapso del sistema de CENS a futuro.

Mediante las alternativas de ampliación planteadas en este estudio, se recomendó la alternativa de ampliación del patio de 115 kv hacia el costado oriental, mediante una nueva bahía convencional en 115 kv, como la mejor opción para la ampliación de la carga de la Subestación San Mateo, ya que esta alternativa conserva la configuración de barra principal más barra de transferencia para la conexión del nuevo banco de autotransformadores en el patio de 115 kV, es la que menos trabajos requiere en el patio de 230 kV y utiliza la bahía de Corozo 1 (propiedad CENS) que no está siendo utilizada actualmente.

En el estudio técnico realizado mediante la implementación de equipos convencionales e Híbridos, se puede concluir que la inversión inicial para la implementación de los equipos hídricos da presupuesto más bajo que corresponde a un costo total de \$ 12.134.409.161 Pesos, con la cual se tuvieron en cuenta los

costos de los equipos, montajes y obras civiles necesarias para el proyecto de ampliación.

Realizado el estudio, se confirma que el proyecto es viable financiera y económicamente, dejando beneficios para la empresa CENS S.A E.S.P. en el mediano y largo plazo, teniendo en cuenta que la proyección fue realizada a 30 años por la vida útil del transformador.

La evaluación financiera comprobó que el proyecto genera rentabilidad, con una TIR del 17,11 % y un VPN de M\$ 6.275 lo cual indica la viabilidad de la propuesta analizada.

Con la implementación del proyecto la empresa CENS S.A E.S.P., traerá beneficios técnicos y económicos, por cuanto recibirá ingresos anuales por disponer de los equipos exigidos por los entes reguladores, quienes reponen parte de la inversión realizada por la empresa y aportaran al mejoramiento de su sistema de subtransmisión y distribución de energía eléctrica, dándole mayor confiabilidad y calidad en el servicio prestado a todos sus usuarios.

Por parte del autor de la monografía, el desarrollo del proyecto permitió afianzar los conocimientos adquiridos durante la especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos, poniendo en práctica y adquiriendo la experiencia en temas de gran interés, como los análisis económicos y financieros que permiten la valoración de diferentes alternativas para la viabilidad de un proyecto de esta magnitud.

11. RECOMENDACIONES

La Subgerencia de Transmisión y Distribución – T&D de la empresa CENS S.A E.S.P., debe considerar la continuación de los estudios de factibilidad de la ampliación de Carga en la Subestación San Mateo, a partir del año siguiente, puesto que la evaluación financiera y económica realizada en esta monografía deja ver que es un proyecto viable.

Considerando la expansión demográfica y el crecimiento de la demanda que se está presentando actualmente en la ciudad de Cúcuta, es fundamental llevar a cabo el proyecto por parte de la Subgerencia de T&D en un tiempo considerable en no mayor a tres (3) años, con el fin de evitar posibles racionamiento de energía eléctrica, ya que pone en riesgo la operación del sistema eléctrico de CENS S.A E.S.P. en la cual lo que se busca con la ejecución de este proyecto y las demás alternativas analizadas es dar mayor confiabilidad, sin poner riesgo la operación y continuidad del servicio, soportando las contingencias N-1 que se presenten en el nivel de tensión 115 kV.

Aunque los trabajos a realizar en las obras civiles en la subestación San Mateo, no son de gran magnitud, se recomienda la elaboración de un Plan de Manejo Ambiental – PMA por parte del equipo Ambiental de la empresa CENS S.A E.S.P., el cual contemple todas las medidas para mitigar los impactos ambientales en un tiempo previo a la construcción del muro de contención y que cuente con los mecanismos que eviten el trámite de permisos adicionales como de vertimientos o captación de aguas.

El PMA debe ser presentado por parte del equipo Ambiental de la empresa CENS S.A E.S.P., a la Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental - CORPONOR y entregado en el momento en que se determine al contratista de la obra civil, quien se encargará de hacer cumplir las medidas allí consignadas.

Como se observa en las conclusiones, se obtienen altos niveles de rentabilidad, por tal razón se recomienda realizar estudios de expansión por parte del Área de operación y calidad en conjunto con Planeación para definir proyectos puntuales en los que se deban invertir, con el fin de mejorar la infraestructura, la disponibilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en todas las áreas de influencia de la empresa CENS S.A. E.S.P.

BIBLIOGRAFIA

ALCALDÍA DE CÚCUTA. Zonas generadoras de plusvalía y socialización para el POT. Cúcuta: La Alcaldía, 2010.

BECERRA, Diego y LUQUE, Paola. Estudio, planificación y construcción de un edificio de apartamentos multifamiliar, ubicado en la ciudad de Barrancabermeja, Departamento de Santander. Bucaramanga. 2010. Trabajo de grado. (Especialista en Evaluación y gerencia de proyectos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de postgrados.

BONELLS, David. Dimensión urbana de Cúcuta (en línea). San José de Cúcuta. Diario La Opinión. (citado 16 abril 2014). Disponible en Internet en: http://www.laopinion.com.co/50/index.php?option=com_content&task=view&id=14&Itemid=31

BUSTAMANTE ALZATE, Guillermo. Pautas para la iniciación y planificación de proyectos. 2008.

CENS. Pagina institucional. Disponible en Internet en: <http://www.cens.com.co/es-co/institucional/%C2%BFd%C3%B3ndeestamos.aspx>

CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER. Reseña histórica. (en línea). San José de Cúcuta. CENS. (citado 16 abril 2014). Disponible en Internet en: <http://www.cens.com.co/Institucional/Reseñahistórica.aspx>

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA. 1991

GARCIA, Jaime y MANOSALVA, B. Estudio de prefactibilidad para la ampliación en 150MW de la capacidad de transformación 230/115/34,5/13,8 kV de energía eléctrica en la subestación Bucaramanga. Bucaramanga. 2008. Trabajo de grado. (Especialista en Evaluación y gerencia de proyectos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de postgrados.

GONZALEZ, Roberto. Metodología de la investigación para las ciencias técnicas. La Habana: Universidad de Matanzas, 2003

GONZALEZ, Roberto. Metodología de la investigación para las ciencias técnicas. La Habana: Universidad de Matanzas, 2003.

SALAMANCA, Fernando. Las bases históricas de la evaluación de programas y proyectos sociales. Santiago de Chile: Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Sociales, 2006.

SALAMANCA, Fernando. Las bases históricas de la evaluación de programas y proyectos sociales, Facultad de Ciencias Sociales. Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2006.

SÁNCHEZ, Alejandro y MADRIGAL, Víctor. Planificación del proyecto de expansión y mejora de la planta de manufactura. Cartago. 2009. Trabajo de grado. (Maestría en Gerencia de Proyectos). Instituto Tecnológico de Costa Rica. Maestría en Gerencia de Proyectos.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia. 2008. Bogotá. 39 p.

Unidad de Planeación. Minero Energética. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia (en línea). 2013. Bogota. Disponible en Internet en: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Abr_2013.pdf

Wikipedia. Energía (tecnología) (en línea).disponible en Internet en: [http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_\(tecnolog%C3%ADa\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_(tecnolog%C3%ADa))

Wikipedia. Sistema de suministro eléctrico. (en línea). Disponible en Internet en: http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico

Wikipedia. Demografía de Cúcuta. Disponible en Internet en:
[//es.wikipedia.org/wiki/Demograf%C3%ADa_de_C%C3%BAcuta](https://es.wikipedia.org/wiki/Demograf%C3%ADa_de_C%C3%BAcuta).

ANEXOS

Anexo A. Variación de la TRM

En la siguiente figura, se observa la variación de la tasa representativa del mercado (TRM), la cual se muestran las variaciones que ha sufrido durante el periodo comprendido entre 01 Enero del año 2000 hasta el 01 de julio de 2014.

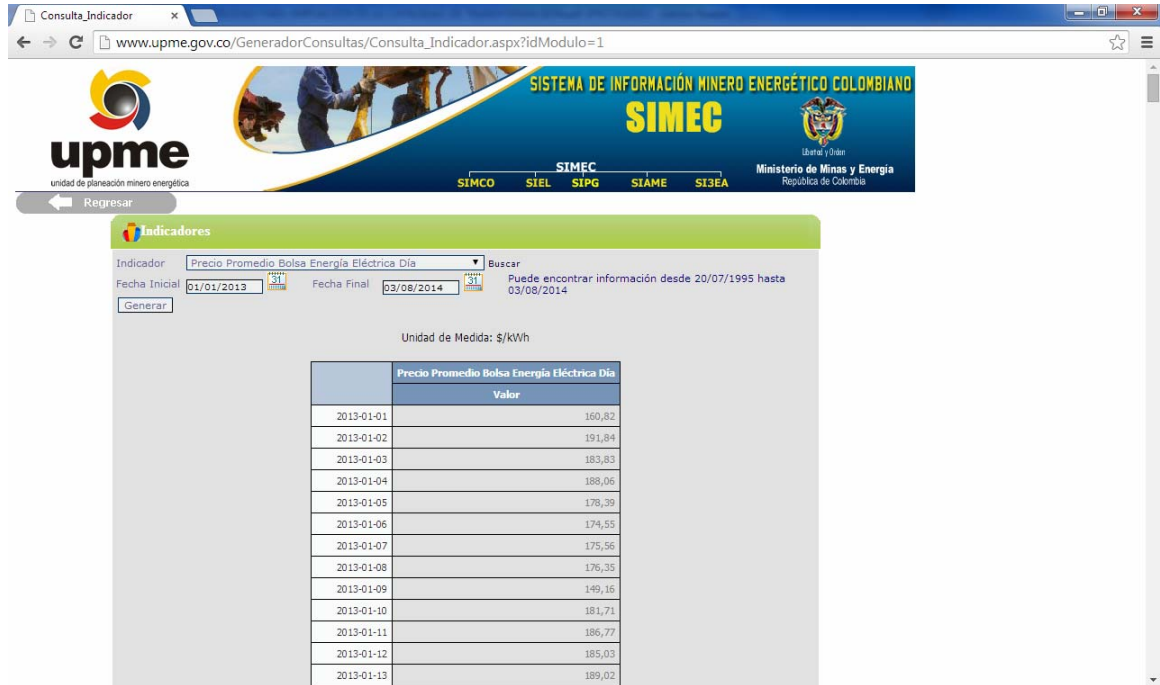
Variación de la TRM.



Observando la gráfica durante los últimos años ha habido variaciones significativas que puede poner en riesgo las proyecciones del proyecto.

Anexo B. Precio promedio bolsa energía eléctrica

Datos Precio promedio Bolsa de Energía.



Comportamiento - Precio promedio Bolsa de Energía.

