

ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y PUNTOS DE OPERACIÓN DE LA RED
ELÉCTRICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO

FÉLIX ENRIQUE ACEVEDO WISWELL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2013

ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y PUNTOS DE OPERACIÓN DE LA RED
ELÉCTRICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO

FÉLIX ENRIQUE ACEVEDO WISWELL

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

DIRECTOR: HERMANN RAUL VARGAS TORRES

DOCTOR INGENIERO ELECTRICISTA

TUTOR: ALEXANDER ZAMBRANO

DOCTOR INGENIERO ELECTRÓNICO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2013

*Les dedico este trabajo fruto de mi esfuerzo a mis padres, **Félix Acevedo** e **Ivonne Wiswell**, que con sus palabras, formación y constante apoyo hicieron todo esto posible. Los amo y siempre estarán en mi corazón.*

Félix Enrique Acevedo Wiswell

Agradezco a la **Universidad Industrial de Santander**, particularmente a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, por fomentar este tipo de proyectos que nos aporta a nuestra formación profesional. A la empresa **Worldwide Energy Investments Ltd.** Por ofrecer las herramientas y el financiamiento para el desarrollo del trabajo, así como el personal capacitado que nos apoyó durante las labores de campo.

Igualmente mis agradecimientos al director de proyecto, el doctor **Hermann Raul Vargas**, por sus consejos y constante apoyo, a los ingenieros **Hector Cancelado** y **Alexander Zambrano**, tutores en las obras del proyecto donde fue realizado la práctica, por sus enseñanzas y buena colaboración.

Por último ofrezco mi agradecimiento especial al doctor **Gerardo Latorre** por ser un guía a lo largo de mi formación universitaria con sus consejos y apoyo incondicional.

CONTENIDO

RESUMEN.....	14
ABSTRACT	15
INTRODUCCIÓN	16
1. OBJETIVOS.....	17
1.1. OBJETIVOS GENERALES	17
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. PLAN DE TRABAJO.....	18
2.1. Levantamiento y modelado de la red.....	18
2.2. Estudio de puntos de operación.....	20
2.2.1. Demanda	20
2.2.1.1. Caracterización de la carga.....	23
2.3. Estudio de corto circuito.....	23
2.4. Evaluación económica.....	24
3. RESULTADOS	25
3.1. Estudio de puntos de operación.....	25
3.1.1. Alternativas de conexión.....	28
3.1.1.1. Cálculo de calibres mínimos.	29
3.1.2. Conexión entre las subestaciones 61 y 71.....	29
3.1.2.1. Alternativa 1.	29
3.1.2.2. Alternativa 2.	30
3.1.3. Conexión entre las subestaciones 71 y 91.....	34
3.1.3.1. Alternativa 3.	34
3.1.3.2. Alternativa 4.	35
3.1.4. Conexión entre las subestaciones 91 y 101.....	37
3.1.4.1. Alternativa 5.	37
3.1.4.2. Alternativa 6.	39
3.1.5. Conexión entre las subestaciones 101 y 111.....	41
3.1.5.1. Alternativa 7.	41

3.1.5.2. Alternativa 8.....	42
3.1.6. Modo de operación del sistema interconectado.....	43
3.2. Estudio de corto circuito.....	44
3.3. Evaluación económica.....	49
4. ANALISIS DE RESULTADOS.....	52
5. CONCLUSIONES	54
BIBLIOGRAFÍA.....	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Historial de demanda de producción de CEC en barriles por día promedio desde 2008 hasta 2012.	21
Figura 2. Producción mensual de Campo Escuela Colorado del año 2012.	21
Figura 3. Perfil de tensión de las cargas de acuerdo con los límites operacionales.	27

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Escenarios de demanda eléctrica de los pozos de Campo Escuela Colorado.	22
Tabla 2. Perfiles de tensión de las condiciones actuales de la red eléctrica de CEC.	25
Tabla 3. Pérdidas de potencias activa y reactiva a partir de las condiciones actuales de la red eléctrica de CEC.	26
Tabla 4. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 61 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.	30
Tabla 5. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 61 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión.	31
Tabla 6. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 61 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión.	32
Tabla 7. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 61 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva. ...	33
Tabla 8. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 61 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva. ...	34
Tabla 9. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva. ...	35
Tabla 10. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva. ...	35
Tabla 11. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 91 fuera de	

servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión con compensación reactiva.	36
Tabla 12. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión con compensación reactiva.	36
Tabla 13. Perfiles de tensiones de la alternativa 5 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.	38
Tabla 14. Perfiles de tensiones de la alternativa 5 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.	38
Tabla 15. Perfiles de tensiones de la alternativa 6 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.	39
Tabla 16. Perfiles de tensiones de la alternativa 6 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva.	39
Tabla 17. Perfiles de tensiones de la alternativa 6 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva de 75 kVAr.	40
Tabla 18. Perfiles de tensiones de la alternativa 7 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 111 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.	41
Tabla 19. Perfiles de tensiones de la alternativa 7 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 111 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.	41
Tabla 20. Perfiles de tensiones de la alternativa 8 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 111 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.	42

Tabla 21. Perfiles de tensiones de la alternativa 7 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 111 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.	42
Tabla 22. Pérdidas de potencia.....	43
Tabla 23. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 61	45
Tabla 24. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 61..	45
Tabla 25. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 71	45
Tabla 26. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 71..	46
Tabla 27. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 91	46
Tabla 28. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 91..	46
Tabla 29. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 101	46
Tabla 30. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 101	46
Tabla 31. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 111	47
Tabla 32. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 111	47
Tabla 33. Corrientes de corto circuito para los alimentadores de la red eléctrica de CEC..	47
Tabla 34. Corrientes de cortocircuito en cada extremo de conexión para las líneas propuestas.....	48
Tabla 35. Especificaciones mínimas de los seccionadores para las líneas de conexión propuestas.....	48

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A (TRAZADO DE LA RED ELÉCTRICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO, PLANOS <u>1</u> , <u>2</u> Y <u>3</u>).....	56
ANEXO B (DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED ELÉCTRICA PROPUESTA DE BAJA TENSIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO, <u>4</u> , <u>5</u> Y <u>6</u>).....	57
ANEXO C (DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO, PLANO <u>7</u>)	58
ANEXO D (CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES, <u>1</u> Y <u>2</u>).....	59
ANEXO E (<u>INFORMACIÓN DE LÍNAS Y NODOS DE LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN</u>)	60
ANEXO F (DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTORES <u>ACSR</u> Y <u>THW</u>).....	61
ANEXO G (CATÁLOGOS ELECTRÓNICOS DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS, <u>WEG</u> , <u>10HP</u> , <u>15HP</u> , <u>20HP</u> , <u>30HP</u> , <u>GENERAL</u>)	62
ANEXO H (COTIZACIONES, <u>1</u> , <u>2</u> , <u>3</u> Y <u>4</u>)	63
ANEXO I (PRESUPUESTO)	64
ANEXO J (CATÁLOGO DE INTERRUPTORES DE LAS PLANTAS ELÉCTRICAS, <u>1</u> Y <u>2</u>)	65

RESUMEN

Título: ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y PUNTOS DE OPERACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO*

Autor: Félix Enrique Acevedo Wiswell**

Palabras claves: Flujo de carga, cortocircuito, regulación de tensión, condensador, motor.

Descripción: En búsqueda de una solución ante el problema de confiabilidad y de quema de gas natural en Campo Escuela Colorado, se presentan los estudios de puntos de operación y de cortocircuito utilizando el software DIGSILENT Powerfactory con el objetivo de interconectar la red. Actualmente la red se encuentra dividida en 5 subredes independientes entre sí, alimentada cada una por una planta eléctrica, que funciona a base de gas natural, y de un transformador conectado al operador de red Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA).

Con el desarrollo de los estudios se busca la posibilidad de interconectar las 5 redes para que funcionen sólo con las plantas eléctricas, teniendo en cuenta el ciclo de operación de cada una. Para efectos de lo anterior, no se tendrán en cuenta los transformadores y se trabajará exclusivamente con la red de baja tensión a 440 V.

De acuerdo con los resultados obtenidos de las simulaciones con el software y luego de analizar cada uno de ellos, se llegó a la conclusión de que es viable la conexión del sistema. A partir de esto, se presentó un presupuesto estimado de la implementación junto con los ahorros económicos que esto significaría sobre el consumo de energía.

Por último se verificaron los elementos de protección contra sobrecorriente instalados en las plantas eléctricas con base en el estudio de cortocircuito.

*Trabajo de Grado en la modalidad Práctica Empresarial.

**Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director: Ing. Hermann Raúl Vargas. Tutor: Ing. Alexander Zambrano.

ABSTRACT

Title: ANALYSIS OF SHORT-CIRCUIT AND OPERATING POINTS OF THE ELECTRICAL GRID OF COLORADO SCHOOL FIELD*

Author: Felix Enrique Acevedo Wiswell**

Keywords: Load flow, short-circuit, voltage regulation, capacitor, motor.

Description: In search of a solution to the problem of reliability and flaring of natural gas in Colorado School Field, studies of operating points and short circuit using the software DIgSILENT PowerFactory in order to interconnect the grid are presented. Currently the network is divided into 5 parts separate, each fed by a power plant that runs on natural gas and a transformer connected to the network operator Electrificadora Santander SA E.S.P. (ESSA).

With the development of the studies we are looking at the possibility of interconnecting the 5 networks to work only by the power plants, taking into account the operating cycle of each. For purposes of the foregoing no account shall be taken of transformers, but exclusively with the low-voltage network at 440 V.

According to the results of the simulations with the software and after analyzing each of them it came to the conclusion that it is feasible to connect the entire network. From this, there was an estimated budget of implementation along with the cost savings that would mean about energy consumption.

Finally installed overcurrent protection elements for power plants were checked based on the short-circuit study.

*Undergraduate degree Project in business practice mode.

**Physics and mechanics engineering faculty, Electric, Electronic and Telecommunications engineering school.

Director: Hermann Raul Vargas. Tutor: Alexander Zambrano.

INTRODUCCIÓN

Campo Escuela Colorado (CEC) es el primer campo dedicado a ofrecer espacios prácticos para estudiantes de la Universidad Industrial de Santander (UIS) que deseen afianzar los conocimientos aprendidos a lo largo de su carrera y llevarlos al campo laboral. No obstante, se requieren de proyectos que colaboren con el desarrollo, innovación e investigación que sugieran una optimización de la producción del campo como si se tratara de cualquier otra industria petrolera más.

Para el área de ingeniería eléctrica, el campo tiene destinado un proyecto muy específico que ayudaría a “reforzar” la confiabilidad de su sistema, al mismo tiempo que se asegura en mayor medida la continuidad de la producción. En adición a lo anterior, el campo cuenta con una producción excedente de gas natural, por lo que se vino adelantando un proyecto de autogeneración en el que se destinó la compra de 5 generadores que funcionan con este combustible distribuido en las 5 subestaciones del campo: 61, 71, 91, 101 y 111.

En el siguiente trabajo se presentará el desarrollo de la metodología planteada para la solución de la problemática, partiendo de la descripción general de los estudios seleccionados para evaluarla, pasando por la exhibición de los resultados obtenidos, para luego terminar analizando estos mismos y sacar conclusiones al respecto. Los estudios mencionados se realizaron a través del software DIgSILENT Powerfactory versión 14 cuya licencia es propiedad de la Universidad Industrial de Santander.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVOS GENERALES

Proponer topologías de la red eléctrica de Campo Escuela Colorado a partir de un análisis de puntos de operación con el fin de lograr la interconexión, además de realizar un análisis de cortocircuito.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

El cumplimiento del objetivo general del trabajo de grado comprende:

- laborar un modelo de la red eléctrica actual de Campo Escuela Colorado. E
- nalizar y evaluar alternativas de puntos de interconexión a través de un análisis de puntos de operación. A
- laborar un presupuesto del costo de ejecución de la interconexión de la red. E
- ealizar un análisis de cortocircuito de los dos tipos de fallas más comunes de la red eléctrica de Campo Escuela Colorado. R

2. PLAN DE TRABAJO

2.1. Levantamiento y modelado de la red.

La fase inicial del proyecto comprendió las actividades de levantamiento, recolección de la información y modelado de la red eléctrica de baja tensión en el software de análisis (DIgSILENT Powerfactory).

Para dar inicio, se realizó una búsqueda exhaustiva de la información necesaria para el desarrollo del proyecto en la base de datos de la empresa: contratos, cotizaciones, compras, catálogos de equipos y/o materiales, diseños, etc. Cumpliendo con lo anterior, la empresa sólo contaba con la siguiente información: levantamiento topológico de la red eléctrica de media y baja tensión a niveles de 13,2 kV y 440 V respectivamente, requisiciones de compras de motores marca Western Electric, copias de contratos por parte de una tercera empresa para la instalación y compra de conductores, postes, pararrayos y demás equipos eléctricos; y por último, catálogos técnicos de las plantas eléctricas GENERAC.

Debido a la poca disponibilidad de información, se vio en la necesidad de plantear la siguiente metodología para recolectar cabalmente la información restante para los análisis previstos:

1. Elaborar un modelo preliminar de la topología de la red en el software, a partir de la topología geográfica obtenida de la base de datos.
2. De acuerdo con los elementos utilizados en el modelo, clasificar la información necesaria para completar los datos del modelo.
3. Realizar un levantamiento con base en esta clasificación y recoger la información, ya sea en campo por inspección de placas características o catálogos electrónicos en internet.

De acuerdo con la metodología planteada, se realizó una visita de campo en un período de 3 meses realizando un recorrido a toda la red de baja tensión, recogiendo información correspondiente al calibre de los conductores, longitudes de líneas y las placas características de los generadores y motores. Además de lo anterior, se realizaron registro

fotográficos de las estructuras de apoyo de las líneas de baja tensión cuya información no se encontraba registrada en el levantamiento topológico.

Para el modelado de los motores en el software, éste requería un tipo de información no registrada en las placas, tales como: el par de arranque, máximo par y la corriente de arranque. Para dar solución, se realizó la búsqueda de estos datos por internet a partir de catálogos electrónicos de acuerdo con la marca y potencia de cada motor instalado.

Por último y para dar por finalizada esta etapa, se buscaron catálogos de conductores tipo ACSR y THW marca CENTELSA y se utilizaron las capacidades de corriente registrada en la NTC-2050 y capacidades de cortocircuito para los cables THW de acuerdo con la fórmula (1) [1]:

$$I = A * k * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda}\right)}{t}} \quad [A] \quad (1)$$

Donde:

A: Área del conductor en mm²

k: 224 para el aluminio.

λ : 228 para el aluminio.

t: Tiempo de duración del corto circuito en segundos.

T₁: Máxima temperatura de operación para THW es de 75°C.

T₂: Máxima temperatura permisible de corto circuito es de 150°C.

Además de lo anterior, se utilizaron los valores de resistencia y reactancia de secuencia cero, de acuerdo con la ecuación (2) y (3) [2]:

$$R_0 = 3 * R_n + R_1 \quad [\Omega] \quad (2)$$

$$X_0 = 3 * X_n + X_1 \quad [\Omega] \quad (3)$$

2.2. Estudio de puntos de operación.

Los cálculos de flujo de carga son utilizados para analizar sistemas de potencia bajo condiciones de estado estacionario y libre de fallas. El flujo de carga calcula los flujos de potencias activa y reactiva por todo el sistema al igual que las magnitudes y ángulos de tensión para cualquier nodo [3]. Por lo tanto, una de las aplicaciones principales de este tipo de cálculos son los estudios de puntos de operación, donde se puede obtener los perfiles de tensiones, pérdidas en el sistema y porcentajes de cargabilidad.

2.2.1. Demanda

La proyección de demanda se realizó para un horizonte de mediano a corto plazo, es decir, 3 años, para los cuales de acuerdo con la información suministrada por la empresa se prevé se mantenga constante, aunque la historia señale lo contrario. Los antecedentes de la demanda suponen un crecimiento de 2000% desde 2008 hasta 2011, sin embargo, a la fecha actual se redujo en un 29,1% y se mantiene oscilante sobre esta línea base con variaciones no mayores al 10%. En la figura 1 se puede percibir este primer comportamiento, donde se muestran las variaciones de la demanda año por año y en la figura 2 se muestra la demanda para el último período que corresponde al objeto de estudio.

Cabe aclarar que estos datos son de producción de petróleo, es decir barriles por día en promedio, pero que en cierta manera se relaciona directamente con la demanda eléctrica por lo que a mayor producción mayor esfuerzo mecánico de las bombas lo que se traduce en un mayor esfuerzo eléctrico de los motores. Ahora bien, éste no es el único factor que afecta la demanda eléctrica; elementos como depósitos de parafina, producción de arenas y asfaltenos pueden obstruir la vía de producción ocasionando mayores esfuerzos mecánicos de las bombas. Además, existen otros elementos como altos cortes de agua o excesos de producción de gas que en las condiciones del campo originan problemas ambientales y que pueden llegar a ralentizar la demanda. En fin, un sin número de factores que necesitan un análisis más profundo y los cuales no se contemplan en los alcances de este proyecto, por lo que éste termina siendo un estudio preliminar.

Figura 1. Historial de demanda de producción de CEC en barriles por día promedio desde 2008 hasta 2012.

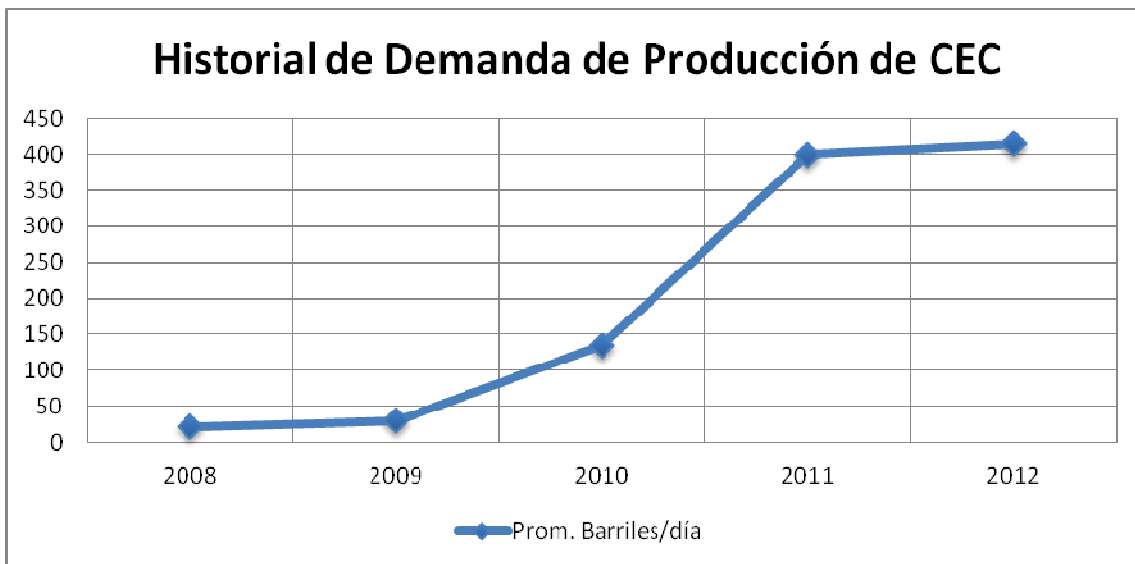


Figura 2. Producción mensual de Campo Escuela Colorado del año 2012.



De acuerdo con lo anterior, en la tabla 1 se muestran las condiciones actuales de demanda máxima, media y mínima para el campo teniendo en cuenta todas las cargas operando y que se espera, en el horizonte de estudio, se mantengan con valores muy cercanos a los tabulados...véase el numeral 2.2.1.1... No obstante, se tendrá en cuenta la reactivación del pozo 44, alimentado por la subestación 91, el cual se encuentra actualmente parado por producción y cuyos datos de demanda fueron tomados antes de ocurrir dicho acontecimiento.

Tabla 1. Escenarios de demanda eléctrica de los pozos de Campo Escuela Colorado.

Pozos		Potencia nominal (hp)	DEMANDA			Factor de potencia
Carga	Zona		PMAX [kW]	PMED [kW]	PMIN [kW]	
PC11	S101	20	8,79	8,73	7,89	0,79
PC23	S111	20	7,28	6,80	6,26	0,79
PC24	S111	10	4,98	4,63	4,58	0,76
PC25	S111	10	3,88	3,65	3,53	0,76
PC27	S101	10	5,21	4,52	4,11	0,76
PC31	S101	10	4,63	4,40	4,05	0,76
PC33	S91	10	5,68	4,40	3,59	0,76
PC35	S91	10	4,29	3,94	3,59	0,76
PC36	S61	10	4,87	4,34	3,42	0,76
PC37	S61	10	5,21	4,81	4,34	0,76
PC40	S91	20	15,71	8,67	7,22	0,79
PC44	S91	20	10,11	6,56	5,90	0,79
PC45	S71	10	5,44	4,92	3,82	0,76
PC49	S61	20	10,05	7,71	6,62	0,79
PC52	S91	10	4,40	4,05	3,76	0,76
PC55	S61	10	11,31	3,60	2,24	0,78
PC56	S61	10	6,14	4,11	3,82	0,76
PC59	S71	15	8,37	7,83	7,16	0,79
PC67	S71	20	10,11	8,19	5,60	0,79
PC74	S61	15	10,51	8,12	6,48	0,79
PC75	S61	20	8,55	8,37	8,25	0,79
PC76	S101	10	3,48	3,13	2,14	0,76
M-EB	S71	30	16,69	16,13	15,52	0,77

Fuente: Autor.

2.2.1.1. Caracterización de la carga

En la red eléctrica de CEC se encuentran 2 tipos de carga: transformadores y motores. Los primeros se utilizan para alimentar el alumbrado público y oficinas, y los segundos son usados para alimentar las bombas de los pozos. Para efectos del estudio se tendrán en cuenta la capacidad nominal de los transformadores.

Como los motores alimentan a las bombas de producción, éstos tienen un comportamiento particular que depende del estado en el que se encuentre la unidad de bombeo, esto es: carrera descendente cuando por empuje sale el crudo a las tuberías, carrera ascendente cuando se succiona el petróleo hacia la bomba y mínima cuando se produce el torque mínimo del ciclo. De acuerdo con esto, los motores trabajan bajo 3 cargas diferentes que se clasificarán como demanda media, demanda máxima y demanda mínima respectivamente.

Para comenzar, se analizó la situación actual de la red en materia de regulación de tensión y pérdidas técnicas de manera que se pueda hacer una evaluación preliminar y sacar conclusiones, en este sentido se escogieron las condiciones más críticas de acuerdo con los escenarios de demanda, es decir, la demanda máxima. A partir de estos resultados se presentan las alternativas de conexión teniendo en cuenta la proyección de demanda del campo y que la fuente de alimentación serían las plantas eléctricas y no el operador de red. Lo anterior se desarrollará teniendo en cuenta el ciclo de funcionamiento de los generadores, que de acuerdo con el fabricante, sería de máximo 8 horas continuas y mínimo 4 horas de reposo, monitoreando los componentes principales de las plantas tomando como base el plan de mantenimiento preventivo presentado en el manual de las plantas.

2.3. Estudio de corto circuito.

A partir de la topología propuesta en el estudio de puntos de operación, se realizó por medio del software un análisis de corto circuito.

El propósito de un estudio de corto circuito es el de determinar si los equipos instalados en la red están clasificados correctamente para los niveles mínimos y máximos de cortocircuito que pueden llegar a presentarse. Existen esencialmente cuatro tipos de fallas comunes: trifásica, monofásica a tierra, bifásica y bifásica a tierra [4]. Para el caso de la red de estudio, las fallas presentadas más frecuentes y teniendo en cuenta el tipo de instalación son las monofásicas a tierra, sin embargo, las protecciones deben contar con la capacidad de interrupción y soportabilidad dado el caso que ocurriera una falla de mayor magnitud. Por esa razón, se considerará la falla trifásica en el estudio y de acuerdo con los valores obtenidos se compararán con los equipos de protección instalados.

Cabe mencionar que el software propone diversas metodologías de cálculo de corto circuito. La metodología utilizada en el estudio es llamada por el software como el “método completo”: las corrientes de falla del corto circuito son determinadas a partir de los valores obtenidos del flujo de carga de manera que se calculen las condiciones en las que se encuentra la red operando antes de que ocurra la falla; por lo tanto, los valores obtenidos resultan más precisos.

2.4. Evaluación económica.

Una vez realizado los estudios de puntos de operación y de corto circuito, se procedió a determinar los costos de inversión de las alternativas de conexión. Para valoración económica, las pérdidas se convierten a energía considerando las condiciones actuales y de las topologías propuestas teniendo en cuenta el costo unitario promedio del año 2012 de acuerdo con el área de incidencia.

3. RESULTADOS

3.1. Estudio de puntos de operación

Como se mencionó en el plan de trabajo...véase el numeral 1.1..., la red se modeló en el software a partir de la topología obtenida de la base de datos de la empresa, mostrada en los planos 1, 2 y 3 del anexo A y de las distancias obtenidas en el levantamiento.

El diagrama unifilar propuesto de la red de baja tensión se puede apreciar en los planos 4, 5 y 6 del anexo B donde se muestran las cinco redes radiales derivadas de los transformadores alimentados por la red de media tensión mostrado en el plano 7 del anexo C. Recordar que esta red no fue tomada en cuenta para los estudios acá mencionados...véase numeral 2.2...Las características generales así como los parámetros eléctricos de los generadores se pueden encontrar en el anexo D. Además en el anexo F se encuentran los datos técnicos de los conductores ACSR y THW para los calibres utilizados.

A partir de este modelo, se procedió a realizar un flujo de cargas para evaluar las condiciones actuales de la red. En la tabla 1 se pueden observar los valores de los perfiles de tensiones de las cargas conectadas, las potencias activas, factor de potencia, las potencias de los generadores, etc. Las pérdidas de potencia se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Perfiles de tensión de las condiciones actuales de la red eléctrica de CEC.

Pozos		Potencia Activa [kW]	Factor de Potencia	Tensión [V]
Carga	Zona			
PC36	S61	4,85	0,77	467,71
PC37	S61	5,19	0,77	464,89
PC49	S61	10,05	0,80	457,46
PC55	S61	11,27	0,78	466,58
PC56	S61	11,31	0,81	470,30
PC74	S61	10,53	0,80	460,79
PC75	S61	8,53	0,81	468,71
PC45	S71	5,43	0,76	452,95

Tabla 2. (Continuación)

Pozos		Potencia Activa [kW]	Factor de Potencia	Tensión [V]
Carga	Zona			
PC59	S71	8,37	0,82	470,67
PC67	S71	10,06	0,80	456,61
M-EB	S71	16,64	0,77	447,89
EB	S71	4,00	0,80	447,89
PLCom	S71	13,17	0,80	458,62
PC33	S91	5,65	0,77	460,86
PC35	S91	4,25	0,79	476,74
PC40	S91	15,72	0,79	435,23
PC52	S91	4,38	0,78	475,59
PC11	S101	8,87	0,80	454,54
PC27	S101	5,19	0,78	472,49
PC31	S101	4,61	0,78	467,46
PC76	S101	3,45	0,78	463,40
PC23	S111	7,23	0,82	472,56
PC24	S111	4,97	0,77	464,16
PC25	S111	3,86	0,78	468,07
Gen61		58,67	0,79	480,00
Gen71		60,43	0,79	480,00
Gen91		32,05	0,79	480,00
Gen101		23,06	0,79	480,00
Gen111		16,47	0,8	480,00

Fuente: Autor.

EB = Estación de bombeo, PLCom = Planta Compresora., M-EB = Motor en la Estación de Bombeo.

Tabla 3. Pérdidas de potencias activa y reactiva a partir de las condiciones actuales de la red eléctrica de CEC.

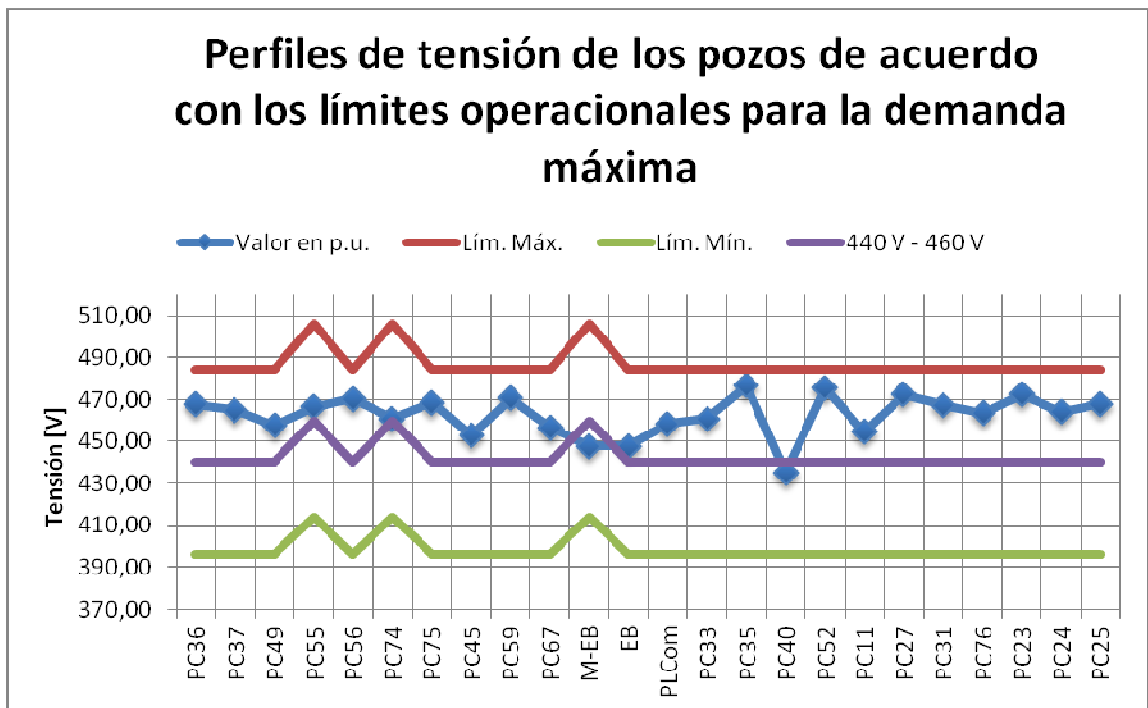
	P [kW]	Q [kvar]
Pérdidas	8,31	6,06

Fuente: Autor.

De acuerdo con la información consultada en los catálogos electrónicos de los motores Western Electric, WEG, Siemens y General Electric, la máxima tolerancia de tensión de

operación es de $\pm 10\%$...véase anexo G... Aclarando el anterior punto, como la tensión nominal de los motores es de 440 V y 460 V, los límites inferiores y superiores de tensión de operación serían 396 V, 414 V y 484 V, 506 V respectivamente. A partir de lo descrito anteriormente, se presenta una gráfica donde se puede apreciar la desviación de los perfiles de tensión de las cargas teniendo en cuenta estos límites operacionales.

Figura 3. Perfil de tensión de las cargas de acuerdo con los límites operacionales.



Fuente: Autor.

Además de lo anterior se calcula el porcentaje de pérdida de potencia con base en la potencia total entregada, la cual se calcula sumando la potencia activa que entrega cada generador:

$$\%P = \frac{\text{Pérdidas de potencia activa}}{\text{Potencia activa total entregada al sistema}} * 100$$

$$= \frac{(8,31 * 10^3) W}{[(58,67 + 60,43 + 32,05 + 23,06 + 16,47) * 10^3] W} * 100 = 4,36\%$$

Una vez se conocen las condiciones actuales del campo, se procede a presentar las alternativas de conexión de la red teniendo en cuenta las posibles condiciones futuras del campo... véase el numeral 2.2.1...

3.1.1. Alternativas de conexión

De acuerdo con los requerimientos de Campo Escuela Colorado y la UIS de interconectar la red, se analizaron las alternativas de conexión. Estas alternativas fueron escogidas con base en los perfiles de tensión, por ventajas de regulación, o con base en las distancias más cortas, por ventajas de costo de implementación. Además cabe mencionar que debido a las distancias tan extensas y tratándose de una red de baja tensión, no es viable conexión entre distintas subestaciones que no sean adyacentes por la caída de tensión que supone.

Entonces, analizando los puntos anteriores, a continuación se numeran y describen las alternativas de conexión:

1. Trazado de una línea entre barras G8 y F23 con una distancia de 317m.
2. Trazado de una línea entre subestaciones 61 y 71 con una distancia de 1,45km.
3. Trazado de una línea entre barras H23 y G31 con una distancia de 203m.
4. Trazado de una línea entre subestaciones 71 y 91 con una distancia de 1,75km.
5. Trazado de una línea entre barras H28 e I22 con una distancia de 300m.
6. Trazado de una línea entre la subestación 91 e I18 con una distancia de 740m.
7. Trazado de una línea entre barras I6 y J12 con una distancia de 290m.
8. Trazado de una línea entre barras I2 y J22 con una distancia de 930m.

El cálculo del calibre de los conductores se hará teniendo en cuenta capacidad de corriente y caída de tensión. Además la máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico, límite por regulación de tensión y límite por estabilidad transitoria y dinámica.

3.1.1.1. Cálculo de calibres mínimos.

Los conductores a instalar para las líneas de conexión dependen en primera instancia de la potencia que tienen que transferir de una subestación a otra, es decir, la corriente se calculará de acuerdo con la máxima potencia consumida, incluida las pérdidas, de las subestaciones que conecta. Por ejemplo, la potencia entregada por la subestación 61 es de 74,27 kVA y la potencia instalada de la subestación 71 es de 76,50 kVA, por lo tanto se calcula la capacidad de corriente con el máximo valor entre ellos dos, como sigue:

$$I = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V_{LL}} = \frac{76,50 * 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 440 \text{ V}} = 100,38 \text{ A}$$

Para el valor calculado, de acuerdo con el catálogo de conductores mostrado en el anexo F el calibre mínimo por capacidad de corriente es el 4 AWG. Sin embargo, debido a las características del sistema en estudio, el calibre será limitado por la regulación de tensión. Esto también induce a pensar que los límites térmicos serán cumplidos, sin embargo estos mismos se confirmarán.

Se sigue para el resto de alternativas siguiendo la misma metodología planteada anteriormente. Como el calibre mínimo presentado en el catálogo mostrado en el anexo F es el 4 AWG y además la máxima potencia instalada de las subestaciones es la calculada anteriormente, se define éste como el calibre mínimo para todas las alternativas.

3.1.2. Conexión entre las subestaciones 61 y 71.

3.1.2.1. Alternativa 1.

Para este caso se procedió a modelar la línea que conectaría las redes suministradas por las subestaciones 61 y 71 en el software. Primero se realiza un flujo de carga para observar el comportamiento de la red. Luego se consideran las condiciones de operación teniendo en cuenta una de las plantas fuera de servicio, condición que se lograría si ésta se encontrara en mantenimiento o en su ciclo de reposo.

Teniendo esto en cuenta, el software no converge para el escenario en el que una planta eléctrica suministra la energía a la red interconectada, por lo que no se pueden presentar resultados para este caso. No obstante, en el capítulo de análisis de resultados se muestran las interpretaciones y conclusiones basadas en esta situación...véase el numeral 4...

3.1.2.2. Alternativa 2.

Se realiza la conexión de las subestaciones en el modelo y se corren los flujos de carga. Teniendo en cuenta la distancia de conexión, se considera el uso de un conductor calibre ACSR 4/0 el cual cumple con los requerimientos calculados previamente...véase numeral 3.1.1.1...

Se evalúan dos casos distintos: el primero con el grupo electrógeno de la subestación 61 operando y el de la subestación 71 fuera de servicio y el segundo caso lo contrario. Para el primer caso, el programa no converge aunque en los “mensajes de error” del software no indica que haya sido por violación de límites operacionales de las plantas eléctricas; la razón está en la caída de tensión que hace al sistema inestable. En el segundo caso, se presentan los valores de los perfiles de tensión en la tabla 4.

Tabla 4. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 61 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC36	S61	308,66	0,70

Tabla 4. (Continuación)

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC37	S61	304,25	0,69
PC49	S61	292,51	0,66
PC55	S61	307,22	0,67
PC56	S61	312,88	0,71
PC74	S61	297,92	0,65
PC75	S61	310,41	0,71
PC45	S71	452,81	1,03
PC59	S71	470,46	1,07
PC67	S71	456,46	1,04
M-EB	S71	447,74	0,97
EB	S71	447,74	1,02
PLCom	S71	458,49	1,04
Fuente: Autor			

Al analizar los resultados registrados en la tabla 4 se puede observar que los perfiles de tensión se encuentran por debajo de los límites operacionales. Para dar solución al problema se plantearon varias soluciones: aumentar el calibre del conductor usado para la conexión de las redes o instalar condensadores para corregir el factor de potencia. Dado que la primera solución, aparte de resultar costosa porque no sólo significaría aumento de calibre sino del refuerzo de los postes para dar soporte a las tensiones a las que se vería implicado, no ayudaría en mucha medida los problemas que se están presentando. Sin embargo se presenta un análisis de costo/beneficio entre las dos soluciones presentadas.

Primero consideramos aumentar el calibre de los conductores de un ACSR 4/0 a un ACSR 300kcmil. Los resultados de los flujos de carga para los dos casos de estudio se presentan en las tablas 5 y 6.

Tabla 5. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 61 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC36	S61	467,52	1,06
PC37	S61	464,73	1,06
PC49	S61	457,24	1,04
PC55	S61	466,50	1,01
PC56	S61	470,14	1,07
PC74	S61	460,50	1,00
PC75	S61	468,52	1,06
PC45	S71	321,91	0,73
PC59	S71	347,34	0,79
PC67	S71	327,31	0,74
M-EB	S71	314,66	0,68
EB	S71	314,66	0,72
PLCom	S71	330,17	0,75
Fuente: Autor			

Tabla 6. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 61 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC36	S61	354,26	0,81
PC37	S61	350,47	0,80
PC49	S61	340,77	0,77
PC55	S61	352,89	0,77
PC56	S61	357,85	0,81
PC74	S61	344,89	0,75
PC75	S61	355,70	0,81
PC45	S71	452,81	1,03
PC59	S71	470,46	1,07
PC67	S71	456,46	1,04
M-EB	S71	447,74	0,97
EB	S71	447,74	1,02
PLCom	S71	458,49	1,04
Fuente: Autor			

Como se puede ver de las tablas anteriores, a pesar de que los perfiles de tensiones mejoraron, éstos siguen estando por debajo de los límites operacionales, por lo que se evalúa la segunda solución. La potencia que se transfiere por la línea que conecta las subestaciones es de 114,40 kVA a un factor de potencia de 0,73. Lo anterior significa que para la corrección del factor de potencia se necesita una compensación reactiva de:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{(114,40\text{kVA})^2 - (114,40\text{kVA} * 0,73)^2} = 78,19 \text{ kVAr}$$

Se instala un banco automático de condensadores con una capacidad de 100 kVAr a 480V de acuerdo con los valores estandarizados con el fin de ajustar las capacidades reactivas regulando la tensión. Se realizan los flujos de carga utilizando la opción del software que permite el ajuste de los condensadores del banco de acuerdo con modo de control. En las tablas 7 y 8 se muestran los perfiles de tensión para ambos casos de estudio.

Tabla 7. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 61 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC36	S61	467,52	1,06
PC37	S61	464,73	1,06
PC49	S61	457,24	1,04
PC55	S61	466,50	1,01
PC56	S61	470,14	1,07
PC74	S61	460,50	1,00
PC75	S61	468,52	1,06
PC45	S71	447,47	1,02
PC59	S71	465,34	1,06
PC67	S71	451,16	1,03
M-EB	S71	442,34	0,96
EB	S71	442,34	1,01
PLCom	S71	453,22	1,03
Fuente: Autor			

Tabla 8. Perfiles de tensiones de la alternativa 2 para la red interconectada entre las subestaciones 61 y 71, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 61 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC36	S61	452,37	1,03
PC37	S61	449,48	1,02
PC49	S61	441,73	1,00
PC55	S61	451,32	0,98
PC56	S61	455,09	1,03
PC74	S61	445,16	0,97
PC75	S61	453,41	1,03
PC45	S71	452,81	1,03
PC59	S71	470,46	1,07
PC67	S71	456,46	1,04
M-EB	S71	447,74	0,97
EB	S71	447,74	1,02
PLCom	S71	458,49	1,04
Fuente: Autor			

Si se comparan los resultados de las tablas 5 y 6 con aquellos de las tablas 7 y 8 respectivamente, se puede observar que la solución planteada usando compensación reactiva resuelve los problemas de perfiles de tensiones y los ubica por encima de los límites operaciones.

3.1.3. Conexión entre las subestaciones 71 y 91.

3.1.3.1. Alternativa 3.

Al igual que con los casos anteriores, se corren los flujos de carga para el caso en el que el grupo electrógeno de la subestación 71 suministra energía mientras la planta eléctrica de la subestación 91 se encuentra fuera de servicio y viceversa. Al igual que en la alternativa 1, el software no converge para el segundo caso debido a la capacidad de transferencia de las líneas existentes, generando

estabilidad en el sistema; por lo tanto, se decide por evaluar la siguiente alternativa.

3.1.3.2. Alternativa 4.

Se realizan las conexiones en el modelo y se corren los flujos de carga. Se comparan los perfiles de tensión utilizando un conductor ACSR 4/0 y un ACSR 300kcmil. Se presentan problemas con los perfiles de tensión por estar debajo de los límites operacionales y se decide instalar un banco de condensadores automático de 50 kVAr a 480 V en la subestación 91. Los resultados se encuentran en las tablas 9, 10, 11 y 12.

Tabla 9. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	389,19	0,88
PC33	S91	417,75	0,95
PC35	S91	437,52	0,99
PC44	S91	424,19	0,96
PC52	S91	436,24	0,99
PC45	S71	452,81	1,03
PC59	S71	470,46	1,07
PC67	S71	456,46	1,04
M-EB	S71	447,74	0,97
EB	S71	447,74	1,02
PLCom	S71	458,49	1,04
Fuente: Autor			

Tabla 10. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 71 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	433,02	0,98
PC33	S91	458,75	1,04
PC35	S91	476,64	1,08
PC44	S91	464,50	1,06
PC52	S91	475,47	1,08
PC45	S71	437,44	0,99
PC59	S71	455,74	1,04
PC67	S71	441,23	1,00
M-EB	S71	432,18	0,94
EB	S71	432,18	0,98
PLCom	S71	443,33	1,01
Fuente: Autor			

Tabla 11. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 71 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	411,33	0,93
PC33	S91	438,41	1,00
PC35	S91	457,20	1,04
PC44	S91	444,49	1,01
PC52	S91	455,98	1,04
PC45	S71	452,81	1,03
PC59	S71	470,46	1,07
PC67	S71	456,46	1,04
M-EB	S71	447,74	0,97
EB	S71	447,74	1,02
PLCom	S71	458,49	1,04
Fuente: Autor			

Tabla 12. Perfiles de tensiones de la alternativa 4 para la red interconectada entre las subestaciones 71 y 91, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 71 fuera de

servicio, usando un conductor ACSR 300kcmil para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	433,02	0,98
PC33	S91	458,75	1,04
PC35	S91	476,64	1,08
PC44	S91	464,50	1,06
PC52	S91	475,47	1,08
PC45	S71	450,87	1,02
PC59	S71	468,60	1,06
PC67	S71	454,54	1,03
M-EB	S71	445,78	0,97
EB	S71	445,78	1,01
PLCom	S71	456,58	1,04
Fuente: Autor			

Como se puede ver si comparamos los resultados de las tablas 9 y 10 con las tablas 11 y 12 el cambio de calibre de 4/0 a 300kcmil resuelve algunos problemas que tienen las cargas con los límites de tensión y mejoran los perfiles en general. Un análisis más profundo se describe en el capítulo 4 y se propone usar la alternativa 4 con compensación reactiva usando el calibre mayor.

3.1.4. Conexión entre las subestaciones 91 y 101.

3.1.4.1. Alternativa 5.

Al igual que con los casos anteriores, se corren los flujos de carga para los dos casos de suministro de energía: la planta eléctrica de la subestación 91 operando y la planta eléctrica de la subestación 101 fuera de servicio y el caso contrario. Los resultados se encuentran las tablas 13 y 14.

Tabla 13. Perfiles de tensiones de la alternativa 5 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	433,09	0,98
PC33	S91	458,86	1,04
PC52	S91	464,82	1,06
PC35	S91	475,18	1,08
PC44	S91	464,60	1,06
PC11	S101	443,30	1,01
PC31	S101	447,31	1,02
PC27	S101	442,33	1,01
PC76	S101	449,68	1,02
Fuente: Autor.			

Tabla 14. Perfiles de tensiones de la alternativa 5 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	367,76	0,84
PC33	S91	398,16	0,90
PC52	S91	429,07	0,98
PC35	S91	420,39	0,96
PC44	S91	405,03	0,92
PC11	S101	430,60	0,98
PC31	S101	454,83	1,03
PC27	S101	471,43	1,07
PC76	S101	465,77	1,06
Fuente: Autor.			

Como se puede apreciar de la tabla 13 los perfiles de tensión entran dentro de los límites operacionales de los motores instalados. Sin embargo, en el caso contrario como muestra la tabla 14, los pozos 40 y 33 son críticos y el pozo 44 muy cerca del límite. Se considera y evalúa la opción de aumentar el calibre a 4/0, pero los

cambios no son significativos y siguen presentándose las restricciones. Por lo tanto se evalúa la alternativa 6.

3.1.4.2. Alternativa 6.

Se realizan las conexiones y se corren los flujos de carga para los dos casos mencionados anteriormente. Los resultados se muestran en las tablas 15 y 16.

Tabla 15. Perfiles de tensiones de la alternativa 6 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 91 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	433,09	0,98
PC33	S91	458,86	1,04
PC52	S91	464,82	1,06
PC35	S91	475,18	1,08
PC44	S91	464,60	1,06
PC11	S101	441,65	1,00
PC31	S101	454,96	1,03
PC27	S101	450,09	1,02
PC76	S101	444,79	1,01
Fuente: Autor.			

Tabla 16. Perfiles de tensiones de la alternativa 6 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	396,77	0,90
PC33	S91	424,87	0,97
PC52	S91	443,07	1,01
PC35	S91	444,33	1,01
PC44	S91	431,19	0,98

Tabla 16. (Continuación)

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC11	S101	444,22	1,01
PC31	S101	457,38	1,04
PC27	S101	471,65	1,07
PC76	S101	460,71	1,05
Fuente: Autor.			

Comparando los resultados de la alternativa 6 con los de la alternativa 5 se observa una mejora en los perfiles de tensión además que no se presentan restricciones con excepción del pozo 40 de la subestación 91. Aunque como se mencionó anteriormente que se presentan problemas de cargabilidad de las conductores subterráneos que alimentan el motor de este pozo...véase numeral 4...no es suficiente el cambio de este mismo, por lo tanto se decide aumentar la capacidad del banco de condensadores instalado en la subestación 91 de 50 kVAr a 75 kVAr de acuerdo con los valores estandarizados. Se corren los flujos de carga para la solución mencionada y los resultados se presentan en la tabla 17.

Tabla 17. Perfiles de tensiones de la alternativa 6 para la red interconectada entre las subestaciones 91 y 101, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 91 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión con compensación reactiva de 75 kVAr.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC40	S91	424,94	0,97
PC33	S91	451,17	1,03
PC52	S91	468,20	1,06
PC35	S91	469,39	1,07
PC44	S91	457,04	1,04
PC11	S101	452,18	1,03
PC31	S101	465,11	1,06
PC27	S101	472,33	1,07
PC76	S101	460,71	1,05
Fuente: Autor.			

3.1.5. Conexión entre las subestaciones 101 y 111.

3.1.5.1. Alternativa 7.

Se procede de la misma forma que las alternativas anteriores. Se corren los flujos de carga se calculan los perfiles de tensión de las cargas y se evalúan su estado antes los límites operacionales. Los resultados se muestran en la tabla 18 y 19

Tabla 18. Perfiles de tensiones de la alternativa 7 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 111 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC23	S111	440,09	1,00
PC24	S111	453,34	1,03
PC25	S111	448,23	1,02
PC11	S101	453,84	1,03
PC31	S101	466,78	1,06
PC27	S101	461,30	1,05
PC76	S101	462,71	1,05
Fuente: Autor.			

Tabla 19. Perfiles de tensiones de la alternativa 7 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 111 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 2/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC23	S111	466,96	1,06
PC24	S111	421,01	0,96
PC25	S111	440,57	1,00
PC11	S101	367,69	0,84
PC31	S101	383,65	0,87
PC27	S101	407,78	0,93
PC76	S101	378,19	0,86

Fuente: Autor.

No son aceptables los perfiles de tensión que se obtienen en el segundo caso de la alternativa 7. Se procede a evaluar la alternativa 8.

3.1.5.2. Alternativa 8.

Se realiza la conexión de acuerdo con lo mencionado...véase numeral 3.1.1...y se corren los flujos de carga. Los resultados se muestran en las tablas 19 y 20.

Tabla 20. Perfiles de tensiones de la alternativa 8 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 101 operando y la planta eléctrica 111 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC23	S111	458,22	1,04
PC24	S111	462,64	1,05
PC25	S111	462,22	1,05
PC11	S101	453,88	1,03
PC31	S101	466,82	1,06
PC27	S101	466,41	1,06
PC76	S101	462,75	1,05

Fuente: Autor.

Tabla 21. Perfiles de tensiones de la alternativa 7 para la red interconectada entre las subestaciones 101 y 111, con la planta eléctrica 111 operando y la planta eléctrica 101 fuera de servicio, usando un conductor ACSR 4/0 para la conexión.

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC23	S111	467,63	1,06
PC24	S111	441,27	1,00

Tabla 22. (Continuación)

Pozos		Tensión [V]	Tensión p.u.
Carga	Subred		
PC25	S111	450,73	1,02
PC11	S101	409,36	0,93
PC31	S101	423,82	0,96
PC27	S101	436,64	0,99
PC76	S101	419,05	0,95
Fuente: Autor.			

Comparando los resultados de las tablas 19 y 20 con los de las tablas 18 y 19 vemos como los perfiles de tensión se ajustan positivamente y no se presentan restricciones de acuerdo con los límites operacionales.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del estudio de puntos de operación, se calculan las nuevas pérdidas de potencias del sistema.

Tabla 22. Pérdidas de potencia

	P [kW]	Q [kvar]
Pérdidas	9,23	6,83
Fuente: Autor.		

$$\begin{aligned} \%P &= \frac{\text{Pérdidas de potencia activa}}{\text{Potencia activa total entregada al sistema}} * 100 \\ &= \frac{(9,23 * 10^3) W}{[(61 + 63,14 + 34 + 25 + 19) * 10^3] W} * 100 = 4,56\% \end{aligned}$$

3.1.6. Modo de operación del sistema interconectado.

La solución planteada por la UIS de autogeneración de energía busca darle autonomía al campo de manera que se reduzcan las emisiones del gas asociado y disminuir los costos por consumo de energía. De esta manera, el campo se apoya en el uso de las plantas eléctricas adquiridas en el año 2011 como primera fase de esta solución.

Las plantas eléctricas instaladas en cada una de las subestaciones del campo son de operación standby, es decir, no son de operación continua. Según el fabricante GENERAC, estas plantas están fabricadas de manera que puedan trabajar máximo 8 horas continuas y mínimo 4 horas de reposo sin afectar su vida útil, mientras se cumplan los requerimientos planteados por ellos en su plan de mantenimiento preventivo. Por esta razón, es necesario establecer una metodología dirigida a la operación del campo interconectado de manera autónoma sólo con el uso de las plantas eléctricas.

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 2, las plantas trabajan al 35% de su capacidad nominal para un escenario de demanda máxima. Por lo tanto para poder cubrir la demanda total del campo, es necesario que trabajen 3 plantas al mismo tiempo y además que cada una de ellas no suministre energía a más de dos subestaciones incluyendo aquella a la que pertenece. Dicho esto las combinaciones de operación de las plantas eléctricas para el suministro de energía del campo son las siguientes:

- Plantas eléctricas 61, 91 y 111 operando y 71 y 101 fuera de servicio.
- Plantas eléctricas 71, 91 y 101 operando y 61 y 111 fuera de servicio.
- Plantas eléctricas 71, 101 y 111 operando y 61 y 91 fuera de servicio.
- Plantas eléctricas 61, 71 y 101 operando y 91 y 111 fuera de servicio.

Las combinaciones mostradas anteriormente se lograrían automatizando el encendido y apagado de las plantas eléctricas midiendo el tiempo de funcionamiento de cada una de ellas.

3.2. Estudio de corto circuito.

A partir de la red propuesta en el estudio anterior, se procederán a realizar los estudios de corto circuito. Éstos comprenden las siguientes etapas: Cálculo de las corrientes máximas y mínimas a partir de fallas monofásicas a tierra y trifásicas para los grupos electrógenos y

los alimentadores conectados a la subestación, identificación de los valores de corriente críticos para la especificación de las protecciones y por último descripción de los equipos a utilizar para dicha protección. Los análisis a partir de los resultados del estudio se presentan en el capítulo 4.

La red de estudio está conformada por 5 grupos electrógeno y 9 alimentadores nombrados de la siguiente manera: GEN61, GEN71, GEN91, GEN101, GEN111, S61-1, S61-2, S61-3, S71-1, S71-2, S91-1, S91-2, S101-1 y S111-1.

Para efectos de comprensión al lector, se aclaran las variables mostradas en las tablas de los cálculos de corto circuito:

I_k'' : Corriente inicial de corto circuito (RMS).

i_p : Corriente pico de corto circuito (Valor instantáneo).

I_b : Corriente de corto circuito simétrica de corte (RMS).

Tabla 23. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 61

Valores mínimos			Valores máximos		
	I_k'' [A]	i_p [A]		I_k'' [A]	i_p [A]
GEN61	178,03	257,64	GEN61	1722,13	3969,28

Fuente: Autor.

Tabla 24. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 61

Valores mínimos			Valores máximos			
	I_k'' [A]	i_p [A]		I_k'' [A]	i_p [A]	I_b [A]
GEN61	297,54	430,59	GEN61	1717,01	3957,49	1158,10

Fuente: Autor.

Tabla 25. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 71

Valores mínimos			Valores máximos		
	I_k'' [A]	i_p [A]		I_k'' [A]	i_p [A]
GEN71	220,30	327,16	GEN71	1698,98	3870,55

Fuente: Autor.

Tabla 26. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 71

Valores mínimos			Valores máximos			
	Ik'' [A]	ip [A]		Ik'' [A]	ip [A]	Ib [A]
GEN71	376,53	559,17	GEN71	1720,21	3918,90	1161,30
Fuente: Autor.						

Tabla 27. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 91

Valores mínimos			Valores máximos		
	Ik'' [A]	ip [A]		Ik'' [A]	ip [A]
GEN91	175,60	253,75	GEN91	1731,93	3902,99
Fuente: Autor.					

Tabla 28. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 91

Valores mínimos			Valores máximos			
	Ik'' [A]	ip [A]		Ik'' [A]	ip [A]	Ib [A]
GEN91	294,87	426,09	GEN91	1743,33	3928,68	1184,58
Fuente: Autor.						

Tabla 29. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 101

Valores mínimos			Valores máximos		
	Ik'' [A]	ip [A]		Ik'' [A]	ip [A]
GEN101	227,01	327,69	GEN101	1725,74	3946,08
Fuente: Autor.					

Tabla 30. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 101

Valores mínimos			Valores máximos			
	Ik'' [A]	ip [A]		Ik'' [A]	ip [A]	Ib [A]
GEN101	336,67	485,98	GEN101	1773,38	4055,02	1214,79
Fuente: Autor.						

Tabla 31. Falla monofásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 111

Valores mínimos			Valores máximos		
	I_k'' [A]	i_p [A]		I_k'' [A]	i_p [A]
GEN111	105,76	152,59	GEN111	1690,17	4046,48
Fuente: Autor.					

Tabla 32. Falla trifásica en la barra conectada al grupo electrógeno de la subestación 111

Valores mínimos			Valores máximos			
	I_k'' [A]	i_p [A]		I_k'' [A]	i_p [A]	I_b [A]
GEN111	162,23	234,06	GEN111	1757,91	4208,67	1199,40
Fuente: Autor.						

Tabla 33. Corrientes de corto circuito para los alimentadores de la red eléctrica de CEC.

Punto de conexión	Alimentadores								
	S61-1	S61-2	S61-3	S71-1	S71-2	S91-1	S91-2	S101-1	S111-1
Monofásica Máxima [kA]	2,26	2,30	2,33	2,58	2,43	2,59	2,65	1,87	1,77
Trifásica Máxima [kA]	2,28	2,32	2,36	2,64	2,44	2,62	2,69	1,77	1,75
Extremo terminal	S61-1	S61-2	S61-3	S71-1	S71-2	S91-1	S91-2	S101-1	S111-1
Monofásica Mínima [A]	168,34	230,04	166,23	215,02	284,95	121,12	192,89	247,51	109,81
Trifásica mínima [A]	234,67	334,04	235,38	314,46	409,75	174,86	293,16	371,56	167,60
Fuente: Autor.									

Para la protección de las líneas nuevas propuestas en el estudio de puntos de operación, se instalarán fusibles en cada extremo de conexión, de manera que se puedan independizar las subestaciones en caso de ocurrir una falla o en caso de que exista alguna maniobra o mantenimiento. De acuerdo con esto, se calculan los valores de cortocircuito necesarios para dimensionar los elementos de protección de estas líneas.

Tabla 34. Corrientes de cortocircuito en cada extremo de conexión para las líneas propuestas.

LÍNEA	Alimentadores							
	S61-S71		S71-S91		S91-I18		I2-J22	
Punto de conexión	S61	S71	S71	S91	S91	I18	I2	J22
Monofásica Máxima [kA]	1,90	2,35	2,34	2,14	2,37	0,63	1,57	0,41
Trifásica Máxima [kA]	2,02	2,36	2,35	2,33	2,36	1,16	2,07	0,73
Punto de conexión	S61	S71	S71	S91	S91	I18	I2	J22
Monofásica Mínima [A]	246,70	246,10	238,32	253,16	331,33	303,39	148,90	240,91
Trifásica mínima [A]	296,89	300,35	305,24	304,54	528,05	363,47	209,14	390,03
Fuente: Autor.								

De acuerdo con los resultados de la tabla 34 y la capacidad de corriente nominal de cada línea, se presentan las especificaciones mínimas para los seccionadores de baja tensión y los fusibles a instalar.

Tabla 35. Especificaciones mínimas de los seccionadores para las líneas de conexión propuestas.

	S61-S71	S71-S91	S91-I18	I2-J22
Tensión nominal	480 V	480 V	480 V	480 V
Corriente nominal	100 A	90 A	75 A	30 A
Corriente de corta duración (0,1 seg)	2,36 kA	2,35 kA	2,37 kA	2,07 kA
Fuente: Autor.				

La red en estudio, es una red de alimentación de baja tensión básicamente de pozos petroleros. Dicho esto, las necesidades de esta industria en cuanto a confiabilidad son muy claras: la sostenibilidad económica depende de la producción diaria de barriles de petróleo; producción que depende de muchos factores, entre ellos sus bombas de extracción movidas por un motor eléctrico. Por consiguiente, elevando la confiabilidad de alimentación de esos motores se eleva la confiabilidad de producción de los pozos en lo que materia eléctrica se refiere.

Una manera de elevar la confiabilidad, se obtiene asegurando que en el momento que ocurra la falla, la protección que tiene que actuar, actúe y de manera rápida y precisa. Los tres tipos de protección más utilizados en este tipo de redes en particular son: fusibles, reconectores automáticos y seccionalizadores, aunque estos últimos están siendo dejados de lado; siendo el primero, el medio más económico y sencillo de interrupción automática de corriente en caso de corto circuito. Para aportarle esa propiedad de selectividad, se realiza una coordinación entre las protecciones que en el caso del proyecto, sería una coordinación de fusibles.

3.3. Evaluación económica

Una vez realizados los estudios anteriores, se realizó un listado de los implementos necesarios para realizar la interconexión teniendo en cuenta las prácticas de la empresa. Cabe anotar que, para cuestiones del número de postes a instalar, no se puede saber con exactitud sin antes realizar un levantamiento topográfico y un estudio de los suelos donde estarían ubicados, por lo que se procedió a dar un estimado al respecto. No obstante, se decidió por seleccionar un poste con un valor de resistencia estándar de acuerdo con lo ofrecido por PRETECOR LTDA.

En el anexo H se encuentran copias de las cotizaciones entregadas por dos empresas. Se realizó una comparación de los precios entregados por ambas empresas y fueron utilizados los más económicos. En relación con la mano de obra, la empresa W.E.I. LTD. cuenta con el personal capacitado para la ejecución de la obra. El presupuesto puede encontrarse en el anexo I.

La etapa de interconexión de las redes se suma a la solución planteada por la Universidad Industrial de Santander para respaldar su compromiso con Ecopetrol de evitar la quema del gas asociado. El consumo de gas por cada grupo electrógeno es de 2200 ft³/h. De acuerdo con el modo de operación del sistema...véase numeral 3.1.6...las horas de trabajo de cada planta para un día se calculan así:

- Las plantas eléctricas 61, 91 y 111 trabajan 4 horas continuas y las plantas 71 y 101 fuera de servicio por 4 horas. (ciclo 1)

- Las plantas eléctricas 71, 91 y 111 trabajan 4 horas continuas y las plantas 61 y 101 fuera de servicio por 4 horas. (ciclo 2)
- Las plantas eléctricas 71, 101 y 111 trabajan 4 horas continuas y las plantas 61 y 91 fuera de servicio por 4 horas. (ciclo 3)

El ciclo anterior se repite hasta que se cumplen las 24 horas de servicio de un día para un total de trabajo de: 8 horas para la planta 61, 16 horas para la planta 71, 16 horas para la planta 91, 16 horas para la planta 101 y 16 horas para la planta 111, para un total de 72 horas lo que significa un consumo de 158400 ft³ de gas al día, lo que reduciría en grandes cantidades la quema del gas asociado.

Además, de acuerdo con la potencia entregada por cada generador presentado en la tabla 36 y según el ciclo de operación presentado anteriormente, basándose en un costo de energía promedio de 382,32 \$/kWh de acuerdo con el área de incidencia, el ahorro mensual por costo de energía eléctrica sería de (cada ciclo se repite dos veces al día):

$$\$/mes = 30 \text{ días} / 1 \text{ mes} * \$/kWh * kWh/día$$

Tabla 36. Potencia entregada por cada planta eléctrica teniendo en cuenta los ciclos de operación

	Potencia [kW]		
	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3
Generador 61	173,11	-	-
Generador 71	-	133,05	136,35
Generador 91	59	34	-
Generador 101	-	44	59
Generador 111	19	-	19

Fuente: Autor.

$$\frac{kWh}{día} = P_{G61} * 8 + P_{G71-2} * 8 + P_{G71-3} * 8 + P_{G91-1} * 8 + P_{G91-2} * 8 + P_{G101-2} * 8 + P_{G101-3} * 8 + P_{G111-1} * 8 + P_{G111-3} * 8$$

$$\frac{kWh}{día} = 173,11 * 8 + 133,05 * 8 + 136,35 * 8 + 59 * 8 + 34 * 8 + 44 * 8 + 59 * 8 + 19 * 8 + 19 * 8 = 5412,08 kWh/día$$

$$$/mes = 30 días / 1 mes * 382,32 $/kWh * 5412,08 kWh/día = $ 62.074.392,77$$

Lo que significa un ahorro mensual de \$ 62.074.392,77 M/cte. De acuerdo con la información suministrada por Worldwide Energy Investments Ltd. la compañía explotadora de Campo Escuela Colorado, el gas consumido por las plantas eléctricas no constituye un recurso comercializable por lo tanto estos ahorros son netos con respecto al costo energético a través de la operadora de red.

4. ANALISIS DE RESULTADOS

- A. Como se puede observar en la figura 3, el nivel de tensión actual de los pozos se encuentra dentro de los márgenes admisibles de operación de acuerdo con la tolerancia de los motores eléctricos. Sin embargo, en la tabla 2 se puede notar la baja tensión del pozo 40 que está siendo ocasionado debido a una sobrecarga de la línea subterránea que alimenta el motor, por lo que se recomienda aumentar el calibre. De acuerdo con la tabla 430-150 de la NTC 2050 para motores trifásicos cuya velocidad de operación es baja (1200 rpm o menor) se usarán las capacidades de corriente especificadas en la placa característica del motor; siguiendo lo anterior, la corriente de placa para el motor del pozo 40...véase anexo G...es de 27,4 A y por ser más de 3 conductores portadores de corriente en una canalización (3F+N) se utiliza una corrección del 80% de acuerdo con el inciso 8 del numeral 310-15 de la NTC 2050, lo que significa una corriente de 34,25 A para un calibre 8 AWG de acuerdo con la tabla 310-16 de la NTC 2050.
- B. Cuando se estudió la posible conexión entre las redes de las subestaciones 61 y 71, además de la 71 y la 91, se presentaron problemas de convergencia en el software cuando se alimentaba la red interconectada con un solo grupo electrógeno para las alternativas 1 y 3. Luego de revisar los mensajes de error del software y analizar la red en detalle, se encontró que las capacidades de transferencia de potencias de las líneas instaladas no tenían la capacidad necesario, por lo tanto el sistema se volvía inestable y colapsaba. Tomando en cuenta lo anterior y basado en la justificación de lograr autonomía en la red, se optó por las alternativas 2 y 4.
- C. Para las alternativas 2 y 4 se propuso la instalación de bancos de condensadores automáticos de acuerdo con la capacidad requerida. Se optó por la instalación de un solo banco en cada subestación a cambio de varios condensadores distribuidos por la red, debido no solo al costo de instalación del banco automático que resulta económico, sino también que provee de muchas ventajas como: mantenimiento reducido, control del factor de potencia o de la tensión en el punto de instalación, medición y vigilancia del consumo reactivo de la red, entre otros.
- D. De acuerdo con los resultados de las simulaciones de fallas en las barras que conectan los grupos electrógenos, se puede decir que, en general el nivel de corto circuito máximo para éstos mismos es de 1900 A. Haciendo una comparación de estos niveles con el catálogo de los interruptores conectados a cada

planta, presentado en el anexo J, éstos cuentan con la capacidad suficiente para soportar cualquier tipo de sobre corriente que se presente en el sistema. En el anexo D y J se pueden observar la curva de daño térmica de la planta y la curva de coordinación del interruptor asociado respectivamente. Se calcula para su análisis el porcentaje de la corriente simétrica de cortocircuito, cuya duración es no mayor a 0,1 segundos, con base a la corriente nominal de las plantas eléctricas...véase anexo D...:

$$\%I = \frac{\text{Corriente calculada} - \text{corriente nominal}}{\text{corriente nominal}} * 100 = \frac{1774 - 263}{263} * 100 = 574,5\%$$

Si superponemos la curva térmica del generador con el valor de corriente calculado, se puede observar que para una duración de 1 segundo la máxima corriente soportada es 1150% del valor nominal, la cual está muy por encima del valor obtenido. Sin embargo, se aclara que a falta de una protección contra sobretensiones, los grupos electrógenos y más específicamente los circuitos electrónicos que controlan las plantas están expuestos a fallas de este tipo.

E. A pesar de que el estudio se realizó sobre redes tipo radial, las corrientes mínimas de cortocircuito de los alimentadores no entran dentro del rango de corrientes de operación normal; lo cual no resulta común en este tipo de redes. Lo anterior es importante ya que los criterios de selección y coordinación de protecciones resulta más simple debido a que no se presentará una superposición de corrientes.

Sin embargo, éste no es el caso para las plantas eléctricas. Si se observan los resultados del estudio desde la tabla 23 hasta la tabla 32, se puede notar que los niveles de corto circuito mínimos son menores que la máxima corriente nominal admisible por los interruptores, por ende éstos no actúan si se presentase el caso de una falla con estas características.

5. CONCLUSIONES

El estudio de puntos de operación y corto circuito de la red eléctrica de Campo Escuela Colorado ha sido presentado. Basándose en una metodología de 4 puntos a desarrollar se cubrieron los alcances presentados en el plan de desarrollo del presente proyecto.

Luego de tener el modelo de la red y de realizar los flujos de carga para cada caso de interconexión, se logró encontrar una viabilidad técnica y financiera para la conexión de las redes alimentadas por las subestaciones 61, 71, 91, 101 y 111. Además de esto, se consiguió observar los efectos sobre las pérdidas y la regulación de tensión del sistema a partir de la instalación de bancos de condensadores automáticos en las subestaciones 61, 71 y 91.

En el estudio de corto circuito se compararon los resultados obtenidos de las simulaciones con los equipos de protección instalados en los grupos electrógenos, demostrando la capacidad suficiente de éstos para soportar las posibles sobrecorrientes que pueden presentarse en el sistema. Sin embargo, para las condiciones mínimas de corto circuito, estos equipos no actúan porque los niveles de corrientes son menores que los límites de operación normal admisible por ellos. Además se presentaron las especificaciones mínimas de los seccionadores que se tendrían que instalar en las líneas propuestas para la conexión junto con su estudio de cortocircuito.

Se presentó un presupuesto estimado del costo de la interconexión además de los ahorros, que el uso exclusivo de los generadores, significaría para la empresa, arrojando resultados bastante positivos y optimistas en comparación con los costos de implementación. Lo anterior, sumado con la responsabilidad tomada por parte de la Universidad Industrial de Santander de disminuir la emisión de gas quemado al ambiente resulta una solución viable a la problemática planteada.

Cabe aclarar que los alcances de este trabajo no abarca la coordinación de las protecciones para la red de estudio, para la cual se necesitaría un análisis más a fondo.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Cables de energía y telecomunicaciones S.A. “Catálogo técnico para cables para construcción”.

[3] DIgSILENT GmbH. “PowerFactory User’s Manual and Tutorial”. 2008.

[2] Grainger, John J., Stevenson Jr., William D. “Análisis de sistemas de potencia”. Mc Graw-Hill, 1996.

[4] Merrell, John. “The Importance of the X/R ratio in Low-Voltage Short Circuit Studies”, 1999.

ANEXO A

(Trazado de la red eléctrica de Campo Escuela Colorado, Planos [1](#), [2](#) y [3](#))

ANEXO B

(Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta de baja tensión de Campo Escuela Colorado, [4](#), [5](#) y [6](#))

ANEXO C

**(Diagrama unifilar de la red eléctrica de media tensión de Campo Escuela Colorado,
Plano [7](#))**

ANEXO D

(Características generales y parámetros eléctricos de los generadores, [1](#) y [2](#))

ANEXO E

(Información de líneas y nodos de la red eléctrica de baja tensión)

ANEXO F

(Datos técnicos de conductores [ACSR](#) y [THW](#))

ANEXO G

(Catálogos electrónicos de los motores eléctricos, [WEG](#), [10hp](#), [15hp](#), [20hp](#), [30hp](#), [general](#))

ANEXO H

(Cotizaciones, [1](#), [2](#), [3](#) y [4](#))

ANEXO I
(Presupuesto)

Obra: Interconexión entre las redes de las subestaciones 61, 71, 91, 101 y 111.					
Ítem	Descripción	Unid.	Valor unit.	Cant.	Valor ítem
	Cable ACSR calibre 4/0	m	\$ 3.495,00	9360	\$ 32.713.200,00
	Banco de condensadores automático 80 kVAr - 480 V		\$ 5.727.520,00	1	\$ 5.727.520,00
	Banco de condensadores automático 120 kVAr - 480 V		\$ 7.841.400,00	2	\$ 15.682.800,00
	Cable ACSR calibre 336,4 kcmil	m	\$ 5.648,00	5250	\$ 29.652.000,00
	Poste de concreto pretensado 10m-510kgf		\$ 501.000,00	17	\$ 8.517.000,00
	Cruceta de 3*3*1/4*3 mts		\$ 109.196,00	17	\$ 1.856.332,00
	Cruceta de 3*1/4*4 mts		\$ 126.939,66	8	\$ 1.015.517,28
	Aislador tipo pin o para espigo 13,2 kV Ansi 55-4		\$ 8.965,52	75	\$ 672.414,00
	Mano de obra: 3 linieros y 6 ayudantes				\$ 4.547.572,00
	Transporte de materiales				\$ 2.011.816,26
Total bruto					\$ 97.848.599,54
I.V.A.					\$ 15.655.775,93
Total neto					\$ 113.504.375,47

Descripción: Se consideró un poste de concreto cada 300m. Además se dispondrá de 3 linieros y 6 ayudantes por un costo de 4 SMLV y 2 SMLV respectivamente. Los bancos de condensadores incluyen el control automático en el precio.

Nota: El costo de la mano de obra ya viene con I.V.A. incluido.

ANEXO J

(Catálogo de interruptores de las plantas eléctricas, [1](#) y [2](#))