

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



“EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9/0.38/0.22 KV CON
COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA PARA COMPAÑÍA
MINERA EL DORADO ANANEA – PUNO”

TESIS

PRESENTADO POR:

DARWIN TICONA COILA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Puno – Perú

2017

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE
DISTRIBUCIÓN EN 22.9/0.38/0.22 KV CON COMPENSACIÓN REACTIVA
CAPACITIVA PARA COMPAÑÍA MINERA EL DORADO ANANEA – PUNO”

TESIS PRESENTADA POR:

DARWIN TICONA COILA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

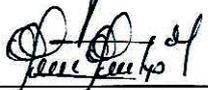
PRESIDENTE:


Ing. BENITO HUGO FERNANDEZ OCHOA

PRIMER MIEMBRO:


M. Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

SEGUNDO MIEMBRO:


Ing. OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

DIRECTOR DE TESIS:


Mg. OLGIER ALEJANDRINO ORTEGA ACHATA

Área: Eléctrica

Tema: Compensación

FECHA DE SUSTENTACIÓN 29 DE DICIEMBRE DEL 2017



AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a mis padres quienes siempre me han apoyado en mis estudios académicos.

A mis docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica y a los Ingenieros con los cuales logre desarrollar mi experiencia en mi campo laboral.

DEDICATORIA

El trabajo de investigación que presento a continuación, se lo dedico a mis padres, esposa y a mis familiares, por su apoyo constante e incondicional durante este proceso aprendizaje.

INDICE

RESUMEN	8
ABSTRACT.....	9
CAPITULO I	10
INTRODUCCIÓN	10
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
1.1. Descripción del problema.....	12
1.2. Formulación del problema.....	12
1.3. Justificación del problema.....	13
1.3.1. Justificación práctica	13
1.3.2. Justificación social	14
1.3.3. Justificación económica	14
1.3.4. Objetivos de la investigación	14
CAPITULO II	15
2. REVISIÓN DE LITERATURA.....	15
2.1. Descripción general de las subestaciones eléctricas.....	15
2.2. Clasificación de subestaciones eléctricas	16
2.3. Generalidades para implementar bancos de capacitores	18
2.3.1. Tipos de cargas	18
2.3.2. Factor de potencia	22
2.3.3. Impedancia, resistencia reactancia.....	23
2.3.4. Desfase entre ondas de corriente y tensión.....	25
2.3.5. Potencia aparente, activa y reactiva.....	25
2.3.6. División de una corriente alterna desfasada en sus componentes	27
2.3.7. Efectos de un bajo factor de potencia.....	28

2.3.8. Ventajas de la corrección del factor de potencia.....	30
2.4. Compensación	31
2.4.1. Significado de la compensación en redes de alimentación	31
2.4.2. Potencia reactiva del condensador	32
2.4.3. Tipos de compensación	34
2.4.4. Compensación individual.....	35
2.4.5. Compensación individual de los transformadores	36
2.4.6. Compensación individual de motores	37
2.5. Método para el cálculo de la potencia del banco de condensadores	38
2.5.1. Tabla del factor “k” de compensación reactiva para cálculo de la potencia del banco de condensadores.	38
2.6. Hipótesis.....	41
2.6.1. Hipótesis general	41
2.6.2. Hipótesis específicas	41
2.7. Metodología de la investigación	41
2.7.1. Tipo metodológico	41
2.7.2. Metodología de la investigación.....	42
2.7.3. Técnicas de recolección de datos	42
2.7.4. Técnicas	42
CAPITULO III.....	44
3. MATERIALES Y MÉTODOS	44
3.1. Ubicación	44
3.2. Alcances	45
3.3. Sistema electrico existente.....	47
3.3.1. Configuración del sistema eléctrico.....	47

3.3.2. Objetivo	48
3.3.3. Normatividad empleada	48
3.4. Información empleada para el análisis	48
3.4.1. Datos del sistema interconectado nacional	48
3.4.2. Descripción del sistema eléctrico	49
3.4.3. Subestación azángaro 138/60/22.9 kv	49
3.4.4. Subestación putina 60 kv	52
3.4.5. Subestación huancané 60/22.9 kv	52
3.2.5. Subestación ananea 60/22.9 kv	53
3.4.6. Subestación minera el dorado 22.9 kv	59
3.4.7. Línea de transmisión 60 kv azangaro – putina (l -6024)	60
3.4.8. Línea de transmisión 60 kv putina – huancane (l -6026)	60
3.4.9. Línea de transmisión 60 kv putina – ananea (l -6025)	61
3.4.10. Demanda eléctrica del sistema	61
3.5. Sistema eléctrico proyectado	66
3.5.1. Red primaria 22.9 kv ananea minera el dorado - ananea	66
3.6. Análisis de flujo de carga	67
3.6.1. Variaciones de tensión	67
3.6.3. Software utilizado	70
3.6.4. Configuración actual y proyectada	71
3.7. Análisis de flujo de potencia	75
CAPITULO IV	77
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	77
4.1. Resultados	77
4.2. Alternativas de conexión	105

CAPITULO V	109
CONCLUSIONES	109
CAPITULO VI	110
RECOMENDACIONES.....	110
CAPITULO VII	111
BIBLIOGRAFIA	111
ANEXOS	114
ANEXO N° 01: CONSUMO DE MAXIMA DEMANDA.....	114
ANEXO N° 02: PLANOS	123

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Subestación Eléctrica	17
Figura 2.2: Elemento Lineal y no Lineal	18
Figura 2.3: Forma de Onda de Corriente.	19
Figura 2.4: Forma de Onda de Voltaje y Corriente para una carga Resistiva	19
Figura 2.5: Forma de Onda de Voltaje y Corriente para una carga Inductiva.....	20
Figura 2.6: Forma de Onda de Voltaje y Corriente para una carga Capacitiva.....	21
Figura 2.7: Carga real compuesta por una carga resistiva y una carga reactiva	22
Figura 2.8: Triangulo de Potencia.....	26
Figura 2.9: Valores del Factor de Potencia con diferentes cargas.	26
Figura 2.10: Relaciones de Tensión y Corriente con Diferentes Cargas.	27
Figura 2.11: Corriente Alterna Desfasada en sus Componentes	28
Figura 2.12: Compensación Capacitiva	32
Figura 2.13: Conexiones de Condensador	33
Figura 2.14: Compensación Central.	35
Figura 2.15: Compensación Individual de un Transformador.	35
Figura 2.16: Compensación Individual de un Motor	37
Figura 3.1: Ubicación	44
Figura 3.2: Máxima Demanda Subestación Azángaro 60 KV.....	62
Figura 3.3: Máxima Demanda Subestación Huancané 60 KV	63
Figura 3.4: Máxima Demanda Subestación Ananea 60 KV.....	64
Figura 3.5: Máxima Demanda del Sistema 60 KV	65
Figura 3.6: Variaciones de Tensión en la barra de 60 KV de la S.E. Azángaro	68
Figura 3.7: Variaciones de Tensión en la barra de 60 KV de la S.E. Ananea	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1: Valores de Potencia Nominal y Potencia Reactiva de un transformador.....	36
Tabla N° 2.2: Valores de Potencia Nominal y Potencia Reactiva en motores	37
Tabla N° 2.3: Tabla de Compensación de Potencia.....	39
Tabla N° 3.1: Datos de Flujo de Carga.....	70
Tabla N° 4.1: Análisis de Cortocircuito sin compensación	78
Tabla N° 4.2: Diagrama de Cortocircuito sin Compensación	82
Tabla N° 4.3: Análisis de Cortocircuito con Compensación.....	83
Tabla N° 4.4: Diagrama de Cortocircuito con Compensación	85
Tabla N° 4.5: Análisis de Flujo de Potencia en Barras sin Compensación	86
Tabla N° 4.6: Diagrama de Flujo de Potencia sin Compensación.....	88
Tabla N° 4.7: Análisis de Flujo de Potencia elementos de borde sin Compensación	89
Tabla N° 4.8: Análisis completo de Flujo de Potencia sin Compensación	90
Tabla N° 4.9: Resumen del Análisis completo de Flujo de Potencia sin Compensación.....	93
Tabla N° 4.10: Análisis de Flujo de Potencia en barras con compensación.....	95
Tabla N° 4.11: Análisis de Flujo de Potencia del sistema con compensación	97
Tabla N° 4.12: Análisis de Flujo de Potencia elementos de borde con compensación	98
Tabla N° 4.13: Diagrama de Flujo de Potencia con compensación.....	99
Tabla N° 4.14: Resumen del Análisis de Flujo de Potencia con compensación	103

INDICE DE ACRÓNIMOS

V	:	Tensión Eléctrica
I	:	Corriente Eléctrica
Ω	:	Ohmios
L	:	Inductancia
C	:	Capacitancia
P	:	Potencia Activa
Q	:	Potencia Reactiva
S	:	Potencia Aparente
$\text{Cos } \phi$:	Factor de Potencia
MW	:	Mega Watts
MVA	:	Mega Vol Amper
MVAR	:	Mega Var

RESUMEN

El presente proyecto de tesis tiene como objetivo la evaluación de parámetros de una Subestación Eléctrica de Distribución 22.9/0.38/0.22 KV con compensación de potencia reactiva capacitiva para compañía minera el Dorado Ananea Puno.

La metodología de investigación planteada comprende:

La fase epistémica del trabajo que contiene: Planteamiento y formulación del problema, objetivo, justificación, marco teórico, análisis de datos, cálculos justificativos y conclusiones.

La fase metodológica del trabajo contiene la evaluación de parámetros eléctricos realizando un análisis técnico económico de la subestación eléctrica en 22.9 KV así como la metodología y los recursos a utilizar en su elaboración, esperando tener como resultado final regular el factor de potencia y por lo tanto reducir los costos en energía eléctrica, disminución de las pérdidas en conductores, reducción de las caídas de tensión y un aumento de la disponibilidad de potencia

Palabras clave: Evaluación, Parámetros, Subestación, Compensación, Capacitiva

ABSTRACT

The objective of this thesis project is to evaluate the parameters of an Electric Distribution Substation 22.9 / 0.38 / 0.22 KV with capacitive reactive power compensation for El Dorado Ananea Puno mining company.

The research methodology proposed includes: The epistemic phase of the work that contains:

Approach and formulation of the problem, objective, justification, theoretical framework, data analysis, justificatory calculations and conclusions.

The methodological phase of the work contains the evaluation of electrical parameters making a technical economic analysis of the electrical substation in 22.9 KV as well as the methodology and resources to be used in its preparation, hoping to have the final result regulating the power factor and therefore reduce costs in electric power, decrease in losses in conductors, reduction of voltage drops and an increase in power availability

Keywords: Evaluation, Parameters, Substation, Compensation, Capacitive

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación se realizó teniendo en cuenta las características técnicas actuales de la Cooperativa Minera Dorado – Ananea que se encuentra operando en un sistema aislado, para ello cuenta con generadores diésel que abastecen su demanda haciendo que sus costos por consumo de energía sean muy altos.

El objetivo del presente estudio es el de determinar en forma objetiva, el suministro eléctrico a la MINERA EL DORADO - ANANEA desde el SEIN, siendo necesario para ello efectuar los flujos de carga necesarios que nos permitan determinar las características principales de un banco de condensadores a ser instalado en la subestación de la MINERA EL DORADO – ANANEA, Este equipo permitirá dotar del suministro eléctrico a la MINERA EL DORADO - ANANEA desde el SEIN. Con la finalidad de dar solución a los problemas técnicos como son la caída de tensión mayor al 5%, y mejorar el factor de potencia de la generación y su efecto sobre la seguridad del sistema.

Dentro de las alternativas es posible solucionar los problemas mencionados aplicando nuevos equipos, como son por ejemplo la aplicación del banco de condensadores, cuyos resultados son mejorar el perfil de tensiones en la red, reducir las pérdidas de potencia, mayor capacidad de transporte y distribución de energía y mejora del factor de potencia.

La zona del proyecto se encuentra ubicada en el Distrito de Ananea, Provincia de San Antonio de Putina, lugar donde se ubica la subestación Ananea, y se ubica la mina de la Cooperativa el Dorado - Ananea.

Los capítulos que se desarrollaran en la presente tesis son:

CAPITULO I. Se desarrolla el planteamiento del problema, antecedente, objetivo y la hipótesis de la investigación.

CAPITULO II. Se desarrolla toda la información teórica necesaria para la ejecución de la presente tesis.

CAPITULO III. Se desarrolla la ubicación y los alcances técnicos tomando en cuenta los datos del SEIN.

CAPITULO IV. Aquí se desarrolla el análisis de resultados provenientes de las simulaciones del flujo de potencia en el sistema.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El presente proyecto de tesis tiene como objetivo “LA EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9/0.38/0.22 KV CON COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA PARA COMPAÑÍA MINERA EL DORADO ANANEA PUNO”. El cual dará una opción de solución a los problemas técnicos que provocan la caída tensión mayor al 5%.

La compensación de energía reactiva mediante Bancos de condensadores se efectúa para no pagar energía reactiva al suministrador de energía eléctrica, para disminuir caídas de tensión, para minimizar pérdidas de energía, para ampliar la capacidad de transmisión de potencia activa en los cables y su efecto sobre la seguridad del sistema.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas. La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen. Las pérdidas, en la compañía minera El Dorado, representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de la empresa las que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre la potencia eléctrica y sobre la economía de la empresa.

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

- Mayor consumo de corriente. Aumento de las pérdidas en conductores. Sobrecarga de transformadores, generadores y líneas de distribución. Incremento de las caídas de voltaje.

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS.

- Incremento de la facturación eléctrica por mayor consumo de corriente. Penalización de del costo de la facturación por bajo factor de potencia.

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

Las justificaciones del problema fueron los siguientes: Las máquinas eléctricas trabajan basadas en el principio de conversión de energía electromagnética (transformadores). Una parte de la energía de entrada se consume para crear y mantener el campo magnético. Esta parte de la energía de entrada no puede ser convertida en energía activa y es retornada a la red eléctrica al removerse el campo magnético. Esta potencia se conoce como Potencia “Reactiva” Q , generando pérdida en el sistema.

1.3.1.JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

La compensación del factor de potencia comporta, como se ha dicho, una disminución de la corriente total que circula por las líneas y transformadores de alimentación y, por consiguiente, una disminución de las caídas de tensión en los mismos. Esto hace que la tensión en los puntos de suministro final aumente al introducir la compensación del factor de potencia.

1.3.2. JUSTIFICACIÓN SOCIAL

El presente proyecto de investigación cumplirá de forma muy significativa para una proyección de la EPIME – UNA – PUNO, que necesita compensar la energía utilizando el banco de condensadores y así aprovechar al máximo la energía y reducir las pérdidas técnicas y otros relacionados.

1.3.3. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Con este proyecto lo que se busca es reducir las pérdidas y mejorar el factor de potencia para minimizar los costos por consumo de energía que son muy altos.

1.3.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Los objetivos que se plantearon fueron los siguientes:

1.3.4.1. OBJETIVO GENERAL.

- Evaluar los parámetros de una subestación eléctrica de distribución en 22.9 KV con el incremento de la compensación reactiva capacitiva en compañía minera el Dorado Ananea – Puno.

1.3.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar los parámetros físicos y realizar un análisis de los resultados técnica y económicamente
- Determinar la eficiencia de las técnicas de compensación reactiva capacitiva para seleccionar el equipo más adecuado para la subestación eléctrica.

CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

En el presente capítulo se desarrolla el marco teórico para dar los cimientos básicos de la evaluación de los parámetros de una subestación eléctrica con compensación reactiva a continuación, se describen los puntos principales para su desarrollo.

2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Una subestación eléctrica es una instalación, o conjunto de dispositivos eléctricos, que forma parte de un sistema eléctrico de potencia. Su principal función es la producción, conversión, transformación, regulación, repartición y distribución de la energía eléctrica. La subestación debe modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía eléctrica pueda ser transportada y distribuida. El transformador es el equipo principal de una subestación.

Los tipos de Subestaciones eléctricas se clasifican dependiendo del nivel de voltaje, la potencia que manejan, los objetivos y el tipo de servicio que pueden prestar, se puede diferenciar estos tipos de subestaciones eléctricas de la siguiente manera: aisladas en aire, exteriores e interiores, exteriores tipo intemperie, interiores protegidas en espacios internos, cerradas, con un blindaje especial.

2.2. CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones se clasifican de acuerdo a su nivel de tensión, de acuerdo a su configuración y de acuerdo a su función.

De acuerdo al Nivel de Tensión:

- De Ultra Alta tensión ($V_n > 800$ kV.)
- De Extra Alta Tensión (300 kV. $< V_n < 550$ kV.).
- De Alta Tensión (52 kV $< V_n < 300$ kV.).
- De Distribución (6.6 kV $< V_n < 44$ kV.) y De Baja Tensión.

De acuerdo a la configuración:

- De Barra Sencilla.
- De Doble Barra
- De Doble Barra más By Pass.
- De Doble Barra más Seccionador de Transferencia.
- De doble Barra más Barra de Transferencia, Interruptor y Medio, En Anillo, Doble Anillo y Pirámide.

De acuerdo a su función:

- De Generación, De Transformación, Mixta (Generación y Transformación)
- De Compensación (Capacitiva Serie y Capacitiva Paralelo.

También se pueden clasificar como sigue:

Por su operación:

- de corriente alterna.
- de corriente directa.

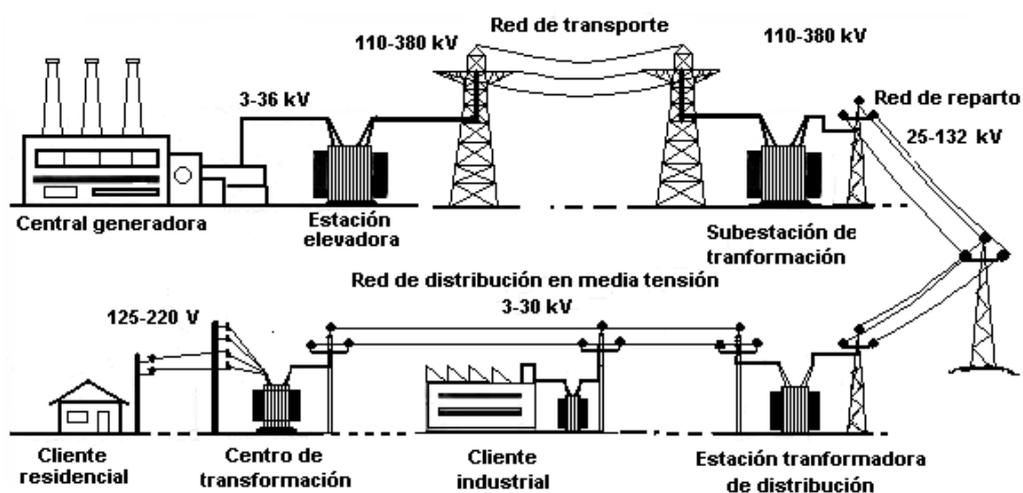
Por la función que desempeñan:

- Elevadores (elevan la tensión)
- Reductores (reducen la tensión)
- De enlace para interconectar líneas.
- Rectificadores (convertir CA a CD)

Por su composición:

- Tipo intemperie (para operación en el exterior)
- Tipo interior (para operar bajo techo)
- Tipo blindada (para operación en interiores o exteriores)

Figura 2.1: Subestación Eléctrica



Fuente: McGraw-Hill, 1993

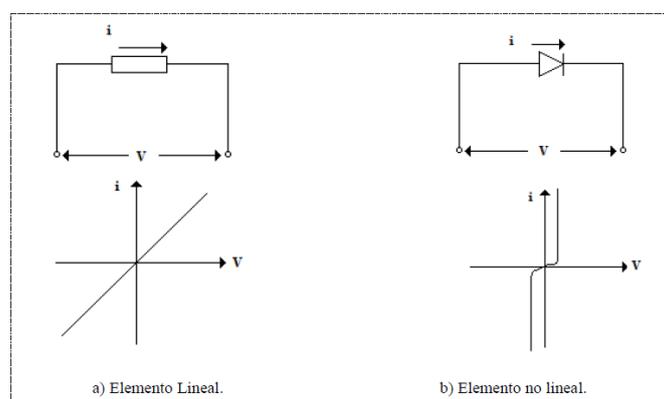
2.3. GENERALIDADES PARA IMPLEMENTAR BANCOS DE CAPACITORES

Se analizará las cargas conectadas a la red eléctrica, algunas de estas cargas provocan variaciones en la forma de onda de tensión y corriente, los métodos para efectuar una compensación de potencia reactiva y como se corrige el factor de potencia, estos conceptos serán de gran utilidad para el desarrollo del presente proyecto de tesis.

2.3.1. TIPOS DE CARGAS

Una carga es un elemento que consume energía eléctrica, en general existen dos tipos de cargas dentro de los sistemas eléctricos: Cargas lineales y las Cargas no lineales. Una carga es lineal cuando la tensión aplicada a sus extremos y la corriente que pasan por ella están estrechamente relacionadas como se puede observar en la figura 1 a). Por el contrario, se dice que una carga es no lineal cuando la relación tensión/corriente no es constante lo cual se representa en la figura 1 b).

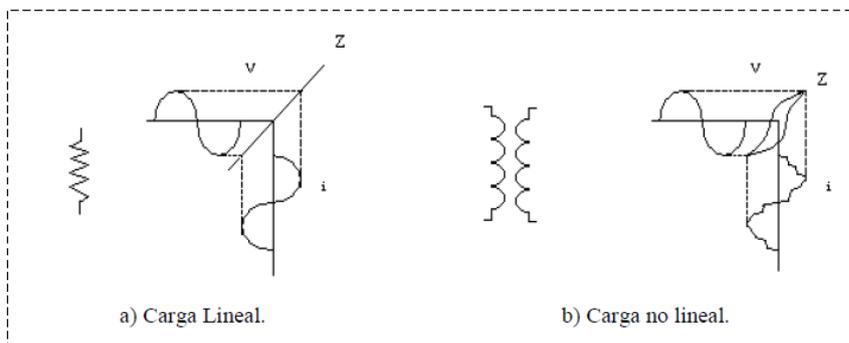
Figura 2.2: Elemento Lineal y no Lineal



Fuente: Limusa Wiley, 2003.

Las cargas no lineales conectadas a la red de corriente alterna absorben corrientes que no son senoidales. Esto se observa en la figura 2.

Figura 2.3: Forma de Onda de Corriente.



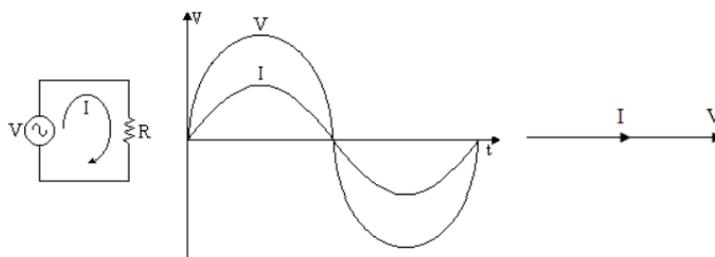
Fuente: Mulukutta S. Sarma, 2012.

a. CARGAS RESISTIVAS

En las cargas resistivas como las lámparas incandescentes, calefactores, resistencias de carbón (es toda energía que se convierte en luz y calor) el voltaje y la corriente están en fase.

En este caso, se tiene un factor de potencia unitario. La característica de estas cargas es que el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente es cero, es decir, se encuentran en fase como se muestra en la figura

Figura 2.4: Forma de Onda de Voltaje y Corriente para una carga Resistiva

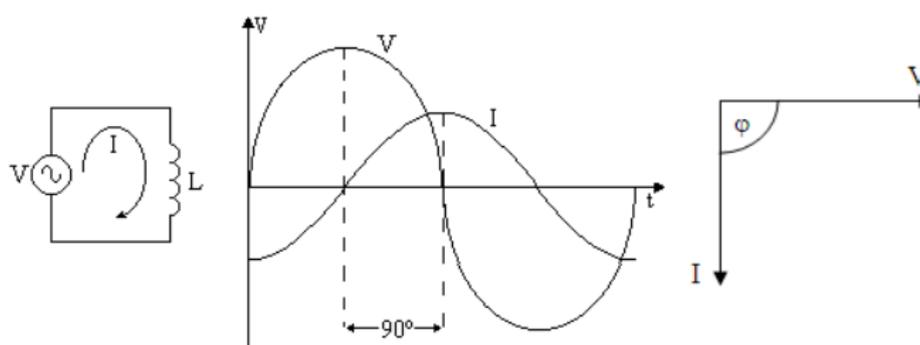


Fuente: Mulukutta S. Sarma, 2012

b. CARGAS INDUCTIVAS

En las cargas inductivas o bobinas como los motores y transformadores la característica principal de estos elementos es la de almacenar y consumir la energía eléctrica convirtiéndola en energía magnética por medio del campo magnético que genera al circular corriente eléctrica por estos elementos, la corriente se encuentra retrasada respecto al voltaje, es decir, existe un desfase negativo (-90). En este caso se tiene un factor de potencia retrasado.

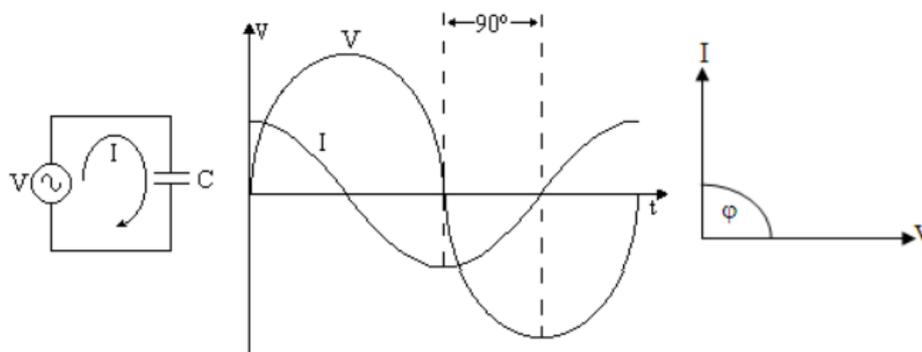
Figura 2.5: Forma de Onda de Voltaje y Corriente para una carga Inductiva



Fuente: G. R. Calderon 1996

c. CARGAS CAPACITIVAS

En las cargas capacitivas como los condensadores el mismo que es capaz de almacenar energía en forma de campo eléctrico, la corriente se encuentra adelantada respecto del voltaje por esta razón hay un desfase positivo como se observa en la figura 1.4. En este caso se tiene un factor de potencia adelantado.

Figura 2.6: Forma de Onda de Voltaje y Corriente para una carga Capacitiva


Fuente: McGraw-Hill

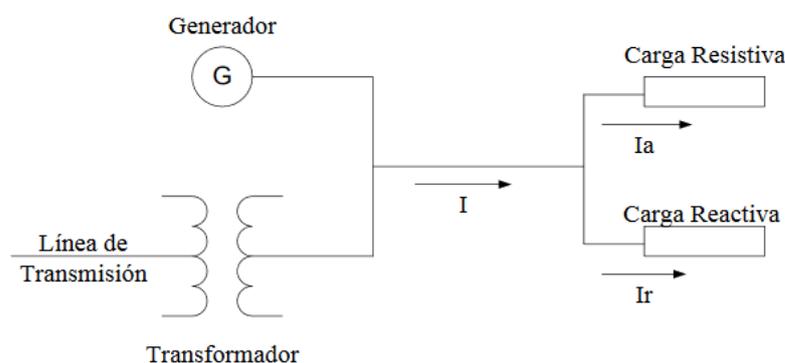
d. CARGAS COMPUESTAS

Una carga compuesta está formada por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal, en cargas tales como las ocasionadas por lámparas incandescentes y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura, hornos eléctricos, etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud similar a la de parte puramente resistiva.

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga toma algo adicional de corriente activa comparable en magnitud a la corriente reactiva, esta misma corriente si bien es indispensable para energizar los circuitos magnéticos de los equipos mencionados, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores. En la figura

2.7 se representa en una forma esquemática la alimentación de energía eléctrica de una planta industrial, la carga total de la planta se ha descompuesto en una parte resistiva R y otra parte reactiva de tipo inductivo, en la cual se representa la carga real de un sistema.

Figura 2.7: Carga real compuesta por una carga resistiva y una carga reactiva



Fuente: Mulukutta S. Sarma, 2012

2.3.2. FACTOR DE POTENCIA

El Factor de Potencia se define como la relación entre la potencia activa (kW) usada en un sistema y la potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación.

Todos los equipos electromecánicos que están constituidos por devanados o bobinas, tales como motores y transformadores necesitan la denominada corriente reactiva para establecer campos magnéticos necesarios para su operación. La corriente reactiva produce un desfase entre la onda de tensión y la onda de corriente, si no existiera la corriente reactiva la tensión y la corriente estarían en fase y el factor de potencia sería la unidad.

El desfase entre las ondas de tensión y corriente, producido por la corriente reactiva se anula con el uso de condensadores de potencia, lo que hace que el funcionamiento del sistema sea más eficaz y, por lo tanto, requiera menos corriente lo que técnicamente se denomina compensación.

2.3.3. IMPEDANCIA, RESISTENCIA REACTANCIA

La impedancia Z (también llamada resistencia aparente) de un circuito eléctrico resulta de la relación entre la tensión aplicada V en voltios y de la corriente I . En corriente alterna la impedancia Z consta de una parte real llamada Resistencia R (resistencia efectiva) y de una parte imaginaria llamada Reactancia X (resistencia reactiva).

a. La reactancia puede ser de dos tipos, inductiva X_L y capacitiva X_C . La reactancia inductiva está determinada por la inductancia del circuito y se expresa como:

$$X_L = \omega \cdot L = \omega \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \quad (2.1)$$

Donde:

ω = Frecuencia angular

f = frecuencia en Hz (hertz)

L = Inductancia en H (henry)

La reactancia inductiva tiene la característica de retrasar la onda de corriente con respecto a la tensión, debido a que la inductancia es la propiedad eléctrica de almacenar corriente en un campo eléctrico, que se opone a cualquier cambio de corriente.

b. La reactancia capacitiva está determinada por la capacitancia del circuito, y se expresa como:

$$X_C = x = \frac{1}{\omega \cdot C} = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C} \quad (2.2)$$

Donde:

C = Capacitancia en F (Faradio).

ω = Frecuencia angular.

f = frecuencia en Hz (Hertz).

2π se expresa en radianes.

La reactancia capacitiva tiene la característica de adelantar la corriente con respecto a la tensión, debido a que la capacitancia es la propiedad eléctrica que permite almacenar energía por medio de un campo electrostático y de liberar esta energía posteriormente.

Las reactancias mencionadas y definidas anteriormente, se pueden representar gráficamente en un triángulo. Entonces ya que el triángulo de las reactancias es un triángulo rectángulo, se puede calcular usando el teorema de Pitágoras como:

$$Z^2 = R^2 + X^2, Z, R \text{ y } X \text{ en } \Omega \quad (2.3)$$

La suma de las reactancias en el circuito nos dará la reactancia real que predomine, o sea $X = X_L - X_C$, por lo tanto:

$$Z^2 = R^2 + (X_L - X_C)^2 \quad (2.4)$$

2.3.4. DESFASE ENTRE ONDAS DE CORRIENTE Y TENSIÓN

El tipo de carga eléctrica determina en un circuito la impedancia y la posición de la onda de la corriente respecto a la onda de la tensión. Es decir la corriente en el circuito se puede descomponer en dos tipos de corriente, la corriente resistiva, en fase con la tensión, y la corriente reactiva, desfasada 90 grados respecto a la tensión.

$$I_R = \frac{V}{R} \cdot I \cdot \cos\phi$$

$$I_X = \frac{V}{X} \cdot I \cdot \sin\phi$$

Donde I, I_R e I_X están en Amperios (A).

2.3.5. POTENCIA APARENTE, ACTIVA Y REACTIVA

La potencia eléctrica es el producto de la tensión por la corriente correspondiente.

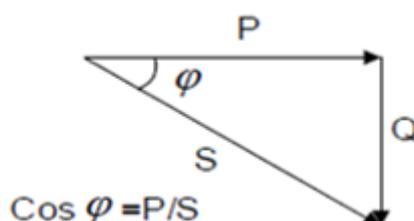
Podemos diferenciar los tres tipos:

- Potencia aparente (kVA), S= VI
- Potencia activa (kW), P= V.I.Cos ϕ = V.I_R
- Potencia reactiva (kVAR), Q= V.I.Sen ϕ = V.I_X

La potencia efectiva P se obtiene de multiplicar la potencia aparente S por el " $\cos\phi$ ", el cual se le denomina como "factor de potencia".

El ángulo formado en el triángulo de potencias por P y S equivale al desfase entre la corriente y la tensión y es el mismo ángulo de la impedancia; por lo tanto el $\cos\phi$ depende directamente del desfase.

Figura 2.8: Triangulo de Potencia



Fuente: McGraw-Hill, 1996.

Por lo anterior, en la técnica de la energía eléctrica se utiliza el factor de potencia para expresar un desfase que sería negativo cuando la carga sea inductiva, o positivo cuando la carga es capacitiva.

Para el factor de potencia los valores están comprendidos desde 0 hasta 1

Figura 2.9: Valores del Factor de Potencia con diferentes cargas.

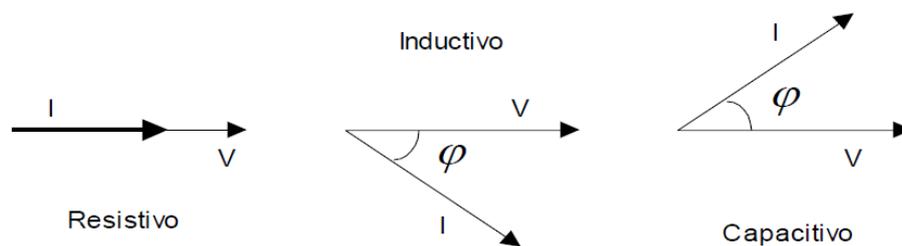
CARGA	CAPACITIVA			EFECTIVA	INDUCTIVA		
	ϕ	$\cos \phi$	Potencia		ϕ	$\cos \phi$	Potencia
	90°	0	Reactiva	0°	-30°	Real	-30°
	60°	0,5	100%	0°	-60°	100%	-60°
	30°	0,87	100%	0°	-90°	100%	-90°

Fuente: J. Duncan Glove, 2012.

a. Solamente resistencias efectivas R , como por ejemplo bombillas incandescentes. En este caso $X = 0$ y $Z = R$, es decir, la corriente y el voltaje tienen el mismo recorrido, o están en fase.

b. Predomina la reactancia inductiva X_L . La corriente corre retrasada con voltaje a un ángulo ϕ , debido por ejemplo a transformadores o moto bobinas reactivas en el circuito.

Figura 2.10: Relaciones de Tensión y Corriente con Diferentes Cargas.



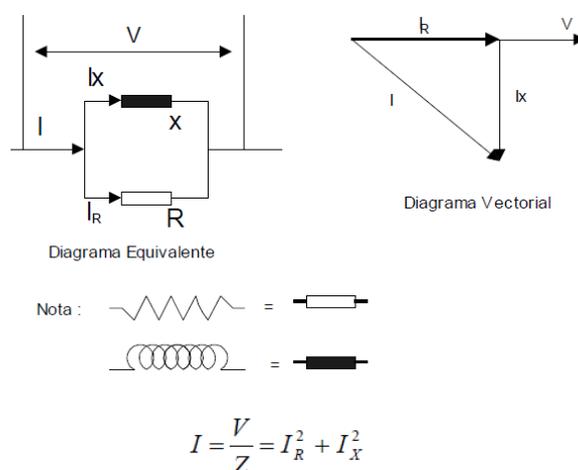
Fuente: J. Duncan Glove, 2012.

c. Predomina la reactancia capacitiva X_C . La corriente corre adelantada con voltaje a un ángulo ϕ , debido por ejemplo, a condensadores.

2.3.6. DIVISIÓN DE UNA CORRIENTE ALTERNA DESFASADA EN SUS COMPONENTES

La corriente desfasada total que circula en un circuito se puede dividir en: corriente real I_R y corriente reactiva I_x , Esta división es equivalente a la corriente en paralelo de una resistencia efectiva R con una reactancia inductiva X_L .

Figura 2.11: Corriente Alterna Desfasada en sus Componentes



Fuente: J. Duncan Glove, 2012.

La corriente efectiva está en fase con la tensión corriente reactiva tiene un desfase de 90° negativos con respecto a la tensión.

2.3.7.EFECTOS DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA

Un bajo factor de potencia implica un aumento de la corriente aparente y por lo tanto un aumento de las pérdidas eléctricas en el sistema, es decir indica una eficiencia eléctrica baja, lo cual siempre es costoso, ya que el consumo de potencia activa es menor que el producto V.I. (potencia aparente).

Veamos algunos efectos de un bajo factor de potencia:

- Un bajo factor de potencia aumenta el costo de suministrar la potencia activa a la compañía de energía eléctrica, porque tiene que ser transmitida más corriente, y este

costo más alto se le cobra directamente al consumidor industrial por medio de cláusulas del factor de potencia incluidas en las tarifas.

- Un bajo factor de potencia también causa sobrecarga en los generadores, transformadores y líneas de distribución dentro de la misma planta industrial, así como también las caídas de voltaje y pérdidas de potencia se tornan mayores de las que deberían ser. Todo esto representa pérdidas y desgaste en equipo industrial.
 - a. **Generadores:** La capacidad nominal de generadores se expresa normalmente en kVA. Entonces, si un generador tiene que proporcionar la corriente reactiva requerida por aparatos de inducción, su capacidad productiva se ve grandemente reducida, Una reducción en el factor de potencia de 100% a 80% causa una reducción en los kW de salida de hasta un 27%.
 - b. **Transformadores:** La capacidad nominal de transformadores también se expresa en kVA, en forma similar a la empleada con generadores. De esta manera, a un factor de potencia de 60%, los kW de potencia disponible son de un 60% de la capacidad de placa del transformador. Además, el % de regulación aumenta en más del doble entre un factor de potencia de 90% y uno de 60%. Por ejemplo: Un transformador que tiene una regulación del 2% a un factor de potencia de 90% puede aumentarla al 5% a un factor de potencia del 60%.
 - c. **Líneas de Transmisión y Alimentadores:** En una línea de transmisión, o alimentador, a un factor de potencia de 60%, únicamente un 60% de la corriente total

produce potencia productiva. Las pérdidas son evidentes, ya que un factor de potencia de 90%, un 90% de la corriente es aprovechable, y a un factor de potencia de 100% toda es aprovechable.

2.3.8. VENTAJAS DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

De manera invertida, lo que no produce un efecto adverso produce una ventaja; por lo tanto, el corregir el factor de potencia a niveles más altos, nos da como consecuencia:

- a.** Un menor costo de energía eléctrica. Al mejorar el factor de potencia no se tiene que pagar penalizaciones por mantener un bajo factor de potencia.
- b.** Aumento en la capacidad del sistema. Al mejorar el factor de potencia se reduce la cantidad de corriente reactiva que inicialmente pasaba a través de transformadores, alimentadores, tableros y cables.
- c.** Mejora en la calidad del voltaje. Un bajo factor de potencia puede reducir el voltaje de la planta, cuando se toma corriente reactiva de las líneas de alimentación. Cuando el factor de potencia se reduce, la corriente total de la línea aumenta, debido a la mayor corriente reactiva que circula, causando mayor caída de voltaje a través de la resistencia de la línea, la cual, a su vez, aumenta con la temperatura. Esto se debe a que la caída de voltaje en una línea es igual a la corriente que pasa por la misma multiplicada por la resistencia en la línea.
- d.** Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores.
- e.** Aumento de la vida útil de las instalaciones.

2.4. COMPENSACIÓN

2.4.1. SIGNIFICADO DE LA COMPENSACIÓN EN REDES DE ALIMENTACIÓN

Los transformadores, motores, etc. son consumidores inductivos. Para la formación de su campo magnético estos toman potencia inductiva o reactiva de la red de alimentación, Esto significa para las plantas generadores de energía eléctrica una carga especial, que aumenta cuanto más grande es y cuanto mayor es el desfase. Esta es la causa por la cual se pide a los consumidores o usuarios mantener un factor de potencia cercano a 1. Los usuarios con una alta demanda de potencia reactiva son equipados con contadores de potencia reactiva (vatiómetro o vatímetro de potencia desbastada)

La demanda de potencia reactiva se puede reducir sencillamente colocando condensadores en paralelo a los consumidores de potencia inductiva Q_L .

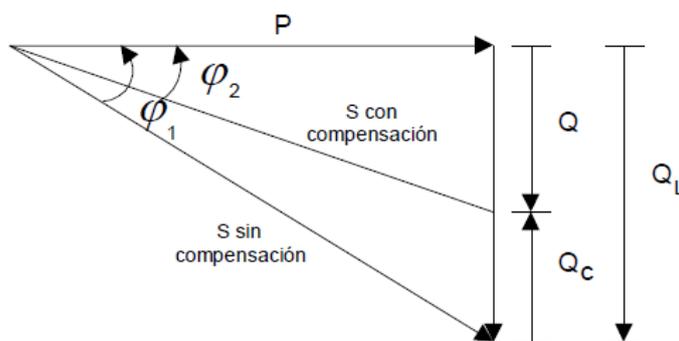
Dependiendo de la potencia reactiva capacitiva Q_c de los condensadores se anula total o parcialmente la potencia reactiva inductiva tomada de la red. A este proceso se le denomina compensación.

Después de una compensación la red suministra solamente (casi) potencia real.

La corriente en los conductores se reduce, por lo que se reducen las pérdidas en éstos. Así se ahorran los costos por consumo de potencia reactiva facturada por las centrales eléctricas.

Con la compensación se reducen la potencia reactiva y la intensidad de la corriente, quedando la potencia real constante, es decir, se mejora el factor de potencia.

Figura 2.12: Compensación Capacitiva



Fuente: H. E. Amadorsoto, 2013.

2.4.2. POTENCIA REACTIVA DEL CONDENSADOR

Según la ley de Ohm la corriente consumida por un condensador es:

En lugar de I_x ponemos nosotros $Q \div V \cdot I_c$, es decir, la potencia reactiva de un condensador es:

$$I_c = \frac{V}{X_c}$$

Con:

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C} \qquad I_c = V \cdot \omega \cdot C$$

Anteriormente definimos que $Q = V \cdot I_x$

Donde:

Magnitud	Q	V	ω	C
Unidad	VAR	V	1/S	F

Esta ecuación es válida tanto para corriente alterna monofásica como para corriente alterna trifásica, es decir, para condensadores monofásicos y condensadores trifásicos (o su conexión). Para condensadores conectados en delta o triángulo es válida la siguiente ecuación considerando:

V: La tensión entre conductores exteriores (tensión concatenada), es decir, la tensión nominal del condensador.

C: La capacitancia total del condensador, es decir, la suma de las tres capacitancias.

De $Q = V \cdot I$ se calcula la corriente del condensador I_c como:

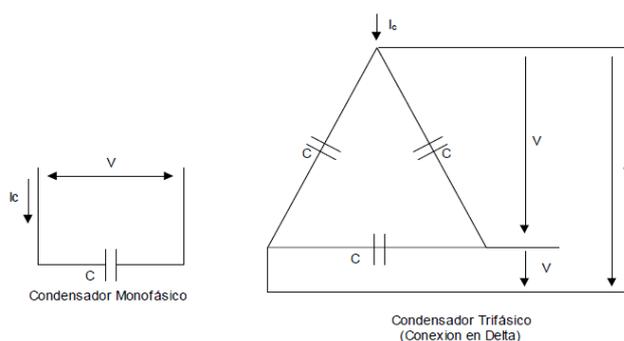
$$I_c = \frac{Q}{V}, \text{ para corriente monofásica}$$

$$I_c = \frac{Q}{\sqrt{3}V}, \text{ para corriente trifásica}$$

donde:

Magnitud	I_c	Q	V
Unidad	A	VAR	V

Figura 2.13: Conexiones de Condensador



Fuente: McGraw-Hill, 2018.

2.4.3. TIPOS DE COMPENSACIÓN

Las inductancias se compensan con la conexión en paralelo de capacitancias, conocida como compensación en paralelo. Esta forma de compensación es la más usual, especialmente en sistemas trifásicos.

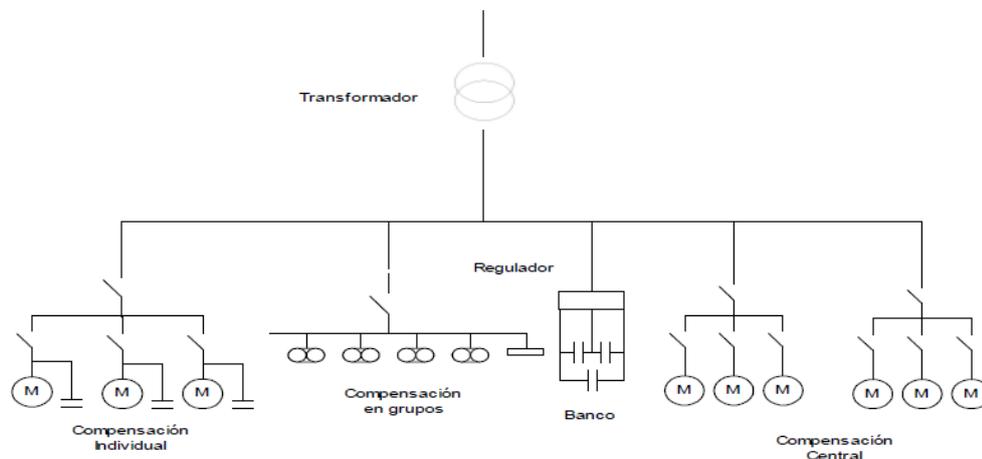
Los tres tipos de compensación en paralelo más usados son:

- a. **Compensación Individual:** A cada consumidor inductivo se le asigna el condensador necesario. Este tipo es empleado ante todo para compensar consumidores grandes de trabajo continuo.

- b. **Compensación en Grupos:** Los grupos se conforman de varios consumidores de igual potencia e igual tiempo de trabajo y se compensan por medio un condensador común. Este tipo de compensación es empleado, por ejemplo para compensar un grupo de lámparas fluorescentes.

- c. **Compensación Central:** La potencia reactiva inductiva de varios consumidores de diferentes potencias y diferentes tiempos de trabajo es compensada por medio de un banco de compensadores. Una regulación automática compensa según las exigencias del momento.

Figura 2.14: Compensación Central.

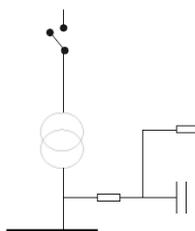


Elaboración propia

2.4.4. COMPENSACIÓN INDIVIDUAL

La compensación individual es el tipo de compensación más efectivo. El condensador se puede instalar junto al consumidor, de manera que la potencia reactiva fluye solamente sobre los conductores cortos entre el consumidor y el condensador. El diagrama siguiente muestra la compensación individual de un transformador.

Figura 2.15: Compensación Individual de un Transformador.



Elaboración Propia.

Con la compensación individual es posible en muchos casos influir negativamente en el comportamiento del aparato por compensar. La potencia reactiva capacitiva del condensador no tiene que ser excedida, pues se caería en una "sobre-compensación"; en el cual por ejemplo se puede causar una elevación de la tensión con resultados dañinos. Por esto es necesario que el condensador cubra solamente la potencia reactiva inductiva demandada por el consumidor cuando esté funcionando sin carga alguna, es decir, al vacío.

2.4.5. COMPENSACIÓN INDIVIDUAL DE LOS TRANSFORMADORES

Para la compensación individual de la potencia inductiva de los transformadores de distribución, se recomiendan como guía los valores dados en la tabla siguiente. A la potencia nominal de cada transformador se le ha asignado la correspondiente potencia del condensador necesario, el cual es instalado en el secundario del transformador.

Tabla N° 2.1: Valores de Potencia Nominal y Potencia Reactiva de un transformador

POTENCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	POTENCIA REACTIVA DEL CONDENSADOR EN KVAR
100	4
160	6
250	15
400	25
630	40
1000	60
1600	100

Fuente: J. D. D. Guzman y J.C.R., 2015.

2.4.6. COMPENSACIÓN INDIVIDUAL DE MOTORES

Para compensar un motor trifásico es necesario probar primeramente si el motor arrancado directamente o si es arrancado por medio de un dispositivo arrancador estrella-delta.

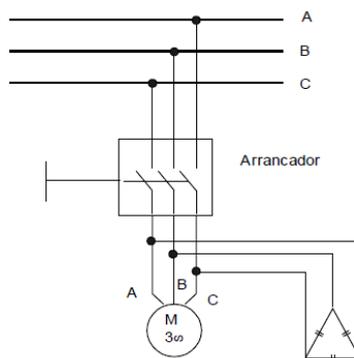
Para un arranque directo, por ejemplo, por medio de un arrancador electromagnético, la compensación individual es sencilla, El condensador se conecta directamente a los terminales A, B y C del motor, sin necesidad de más dispositivos. La potencia reactiva capacitiva necesaria para cada motor está dada en la tabla siguiente:

Tabla N° 2.2: Valores de Potencia Nominal y Potencia Reactiva en motores

POTENCIA NOMINAL DEL MOTOR EN KW	POTENCIA REACTIVA DEL CONDENSADOR EN KVA
4	2
5.5	2
7.5	3
11	3
15	4
18.5	7.5
22	7.5
30	10
>30	Más o menos el 35% de la potencia del motor

Fuente: J. D. D. Guzman y J.C.R., 2015.

Figura 2.16: Compensación Individual de un Motor



Elaboración Propia

2.5. MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL BANCO DE CONDENSADORES

2.5.1. TABLA DEL FACTOR “K” DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL BANCO DE CONDENSADORES.

La tabla presentada a continuación se da en función del factor de potencia de la instalación antes y después de la compensación. Para hallar la potencia del banco de condensadores a instalarse en un sistema eléctrico, el factor K hallado se multiplica por la Potencia Activa del sistema eléctrico.

Tabla N° 2.3: Tabla de Compensación de Potencia

TAN Φ o Cos Φ ANTES DE LA COMPENSACIÓN (VALOR EXISTENTE)		TAN Φ o Cos Φ DESEADO (COMPENSADO)												
Tan Φ		0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
	Cos Φ	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
2,29	0,40	1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41	1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,032	2,225
2,16	0,42	1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43	1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44	1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45	1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,626	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46	1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47	1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48	1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826
1,78	0,49	1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50	0,982	1,232	1,248	1,276	1,303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51	0,936	1,037	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52	0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53	0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54	0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55	0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519
1,48	0,56	0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57	0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58	0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59	0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60	0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61	0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299

Cont.

TAN ϕ O COS ϕ ANTES DE LA COMPENSACIÓN (VALOR EXISTENTE)		TAN ϕ O COS ϕ DESEADO (COMPENSADO)												
Tan ϕ		0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
	Cos ϕ	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
1,27	0,62	0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,052	1,123	1,265
1,23	0,63	0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64	0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65	0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,007	1,169
1,14	0,66	0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67	0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68	0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69	0,299	0,449	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,907	1,049
1,02	0,70	0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,796	0,811	0,878	1,020
0,99	0,71	0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,850	0,992
0,96	0,72	0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,821	0,963
0,94	0,73	0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,794	0,936
0,91	0,74	0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,767	0,909
0,88	0,75	0,132	0,282	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,740	0,882
0,86	0,76	0,105	0,225	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77	0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,687	0,829
0,80	0,78	0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,661	0,803
0,78	0,79	0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,634	0,776
0,75	0,80		0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,608	0,750
0,72	0,81		0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,582	0,724
0,70	0,82		0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,556	0,698
0,67	0,83		0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,530	0,672
0,65	0,84		0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,504	0,645
0,62	0,85		0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,417	0,478	0,620
0,59	0,86			0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,450	0,593
0,57	0,87			0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,424	0,567
0,54	0,88			0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,395	0,538
0,51	0,89			0,028	0,059	0,085	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,369	0,512
0,48	0,90				0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,341	0,484

Fuente: J. D. D. Guzman y J.C.R., 2015.

2.6. HIPÓTESIS

2.6.1. HIPÓTESIS GENERAL

Mediante la evaluación de Parámetros de la subestación eléctrica en 22.9 KV, se logrará evaluar la compensación reactiva capacitiva para la compañía minera que permita validar dichos parámetros eléctricos

2.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- Podremos evaluar los parámetros físicos y realizar un análisis de los resultados técnica y económicamente
- Se podrá Determinar la eficiencia de las técnicas de compensación reactiva capacitiva para seleccionar el equipo más adecuado para la subestación eléctrica.

2.7. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN

2.7.1. TIPO METODOLÓGICO

Es de Tipo aplicativo y tecnológico Para el proyecto realizado se utiliza la investigación deductiva para el uso de herramientas informáticas versátiles que existen en el mercado el cual se aplica y sistematiza el análisis de una Red Eléctrica. Es una investigación tipo tecnológico por que incorpora conocimiento científico y técnicos.

El nivel de la investigación es exploratoria-cuantitativa porque es aquella que se efectúa sobre un tema poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto

2.7.2. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Aplicaremos la técnica de sistematizar y analizar la red Eléctrica materia de investigación del proyecto e Tesis.

2.7.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para éste trabajo de Investigación se describe las técnicas e instrumentos de recolección de datos en el siguiente detalle:

2.7.4. TÉCNICAS

a) análisis documental

Mediante el cual se recopilará datos e información necesaria para desarrollar y sustentar éste estudio. Básicamente como su nombre lo indica a través del análisis de base de datos existentes.

Se utilizará como fuente los datos, libros, informes, separatas, páginas de internet, etc., referente a temas relacionados con la investigación.

b) observación

La forma obvia de recopilar datos nuevos es observar el comportamiento, bien sea en un ambiente o escenario de acción donde se logre ver el comportamiento del sistema eléctrico. La ventaja de observar directamente el comportamiento es que podremos saber cómo es que se adaptara esta tecnología propuesta en la Red Eléctrica.

d) internet

No existe duda sobre las posibilidades que hoy ofrece internet como una técnica de obtener información; es más, hoy se ha convertido en uno de los principales medios para captar información. Por ende, buscaremos temas relacionados con la Compensación Reactiva de un Transformador.

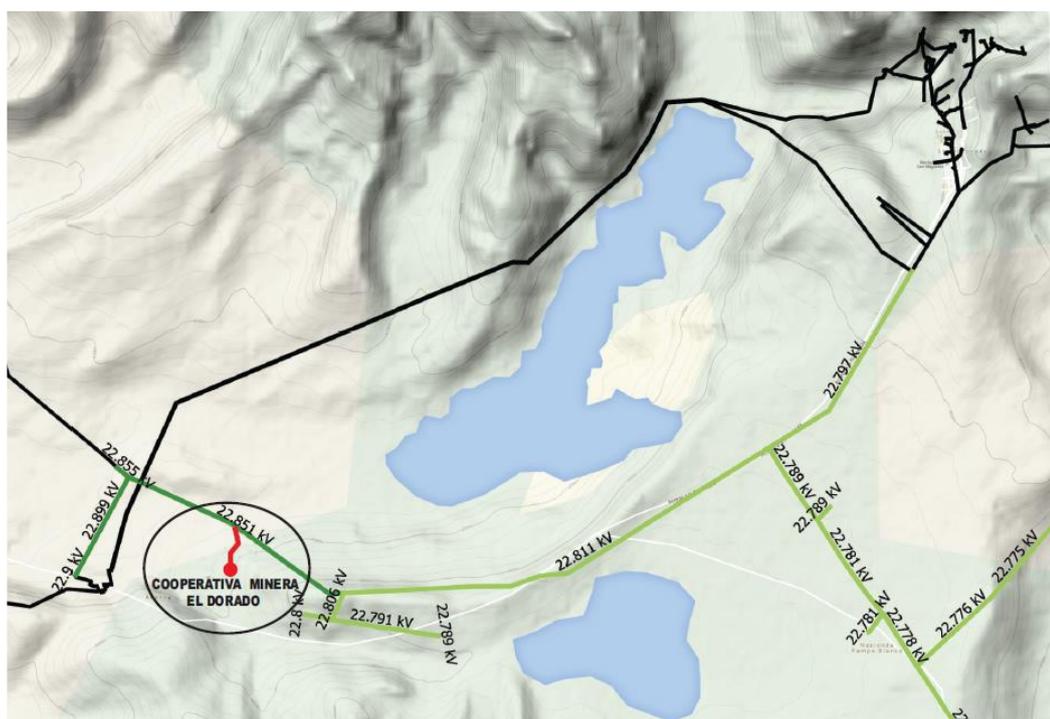
CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. UBICACIÓN

La zona se encuentra ubicada en el Distrito de Ananea, Provincia de San Antonio de Putina, lugar donde se ubica la subestación Ananea, y la mina de la Cooperativa el Dorado - Ananea.

Figura 3.17: Ubicación



Elaboración Propia

3.2. ALCANCES

El alcance del presente estudio está determinado por el sistema eléctrico que permite el suministro eléctrico a la MINERA EL DORADO - ANANEA desde el SEIN. Los alcances del presente estudio están determinados por el sistema eléctrico existente en 60 kV proveniente desde la subestación Azángaro y el sistema eléctrico a ser implementado en 22.9 kV desde la subestación Ananea hasta las instalaciones de la MINERA EL DORADO - ANANEA.

La Red Primaria según el Proyecto Eléctrico en 22.9 kV SE Ananea – Cooperativa Minera el Dorado - Ananea, tiene las siguientes características:

Nivel de tensión	: 22.9 kV
Número de ternas	: 1
Tipo de conductor	: AAAC Sección 50 mm ²
Longitud	: 0.764 Km
Punto de inicio	: Estructura existente
Coordenadas referenciales	: X = 443753; Y = 8377483
Punto de llegada	: SE el Dorado - Ananea
Altura mínima	: 4660 msnm

Esta Red se conectará a la salida 3003 de la SE Ananea y para atender la demanda de dicha red cuenta con un transformador de las siguientes características:

Marca	: ABB
Tipo	: Trifásico
Frecuencia	: 60 Hz
Número de arrollamientos	: 3
Potencia nominal	: 15/15/2.5 MVA (ONAN) 18.75/18.75/2.5 MVA(ONAF) 22/22/2.5 MVA (OFAF)
Tensión nominal primaria	: 57 kV
Tensión nominal secundaria	: 22.9 kV
Tensión nominal terciaria	: 10 kV
Regulación	: $\pm 10 \times 1\%$ (lado primario)
Grupo de conexión	: YN/yn/d5

Durante el proceso de la puesta en servicio de este transformador, se produjo una falla y debido a ello no se encontraba operativo hasta el mes de marzo del 2016 que entró en servicio en la SET ANANEA.

3.3. SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE

3.3.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico a ser analizado en el presente estudio está conformado de la siguiente manera:

La barra de referencia a ser considerada es la barra de 138 kV en la subestación Azángaro, esta subestación cuenta con tres niveles de tensión: 138kV, 60 kV y 22.9 Kv, desde la barra de 60 kV parte una línea en ese nivel de tensión hasta la subestación de Putina, donde existe una ramificación hacia la subestación de Huancané y el trazo principal continúa hacia la subestación de Ananea.

La SE. Azángaro cuenta con un transformador de potencia de 15 -18.75/15-18.75/2.5 MVA (ONAN – ONAF) que alimenta a las cargas San José, Pedro Vilcapaza, Putina y Quilcapuncu, distribuidas en el alimentador de 22.9kV, que también alimenta a la barra de la SE. Ananea 22.9kV (celda de salida 2).

La subestación Ananea cuenta con dos niveles de tensión: 60 kV y 22.9 kV. En el nivel de tensión de 22.9 Kv, del que se plantea dar el suministro eléctrico a la mina MINERA EL DORADO - ANANEA mediante una derivación de red primaria.

SE. Ananea cuenta con dos transformadores de potencia, un transformador de potencia TP-3001 Marca: DELCROSA de 7-9/7-9/2.5 MVA (ONAN – ONAF) y un transformador de potencia TP-3002 Marca: ABB de 15-18.75-22/15-18.75- 22/2.5 MVA (ONAN-ONAF-OFAF), que alimentan a la barra de 22.9kV de la SE. Ananea.

A continuación, se describe con mayor detalle cada una de las partes que conforman el sistema eléctrico involucrado.

3.3.2. OBJETIVO

Determinar la mejor alternativa de conexión de la red primaria en 22.9kV S.E. Ananea - Cooperativa Minera el Dorado, con el fin de abastecer de energía eléctrica a la Minera el Dorado.

Mantener los niveles de tensión en las barras pertenecientes a la Minera el Dorado, en el rango permitido por la NTCSE Y NTCSE R, sin afectar los niveles de tensión de las barras pertenecientes al Sistema eléctrico de la Concesionaria ELECTROPUNO.

3.3.3. NORMATIVIDAD EMPLEADA

- Código nacional de Electricidad Suministro 2011.
- Norma de Técnica de Calidad de Servicios de Eléctricos (NTCSE)
- Norma de Técnica de Calidad de Servicios de Eléctricos Rurales (NTCSE R)

3.4. INFORMACIÓN EMPLEADA PARA EL ANÁLISIS

3.4.1. DATOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Para realizar el Análisis de Flujo de Potencia se ha realizado el equivalente Thevenin en la barra 138kV de la SE. Azángaro, para realizar el equivalente del sistema se ha considerado toda la red eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cuyos datos de la configuración topológica de la red y los parámetros eléctricos del equipamiento que lo

conforman ha sido proporcionado por el COES en formato PFD (archivo generado por el programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia DigSilent).

3.4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico a ser analizado en el presente estudio está conformado de la siguiente manera:

La barra de referencia a ser considerada es la barra de 138 kV en la subestación Azángaro. Esta subestación cuenta con tres niveles de tensión: 138kV, 60 kV y 22.9 kV. Desde la barra de 60 kV parte una línea en ese nivel de tensión hasta la subestación de Putina, donde existe una ramificación hacia la subestación de Huancané y el trazo principal continúa hacia la subestación de Ananea.

La subestación Ananea cuenta con dos niveles de tensión: 60 kV y 22.9 kV. En el nivel de tensión de 22.9 kV se plantea dar el suministro eléctrico a la mina MINERA EL DORADO - ANANEA mediante una derivación de red primaria.

A continuación, se describe con mayor detalle cada una de las partes que conforman el sistema eléctrico involucrado.

3.4.3. SUBESTACIÓN AZÁNGARO 138/60/22.9 KV

Tal como se indicará anteriormente, esta subestación cuenta con tres niveles de tensión:

- El lado de 138 kV que permite la conexión al SEIN es de doble barra.
- El lado de 60 kV es de simple barra y permite atender las cargas alejadas
- El lado de 22.9 kV es para atender las cargas más cercanas.

En esta subestación se cuenta con dos transformadores cuyas características principales son las siguientes:

Transformador de tres devanados N° 01 (T1-3D)

Marca	: Siemens
Tipo	: Trifásico
Frecuencia	: 60 Hz
Número de arrollamientos	: 3
Potencia nominal	: 38/38/10 MVA (ONAN) 47.5/47.5/12.5 MVA(ONAF)
Tensión nominal primaria	: 138 kV
Tensión nominal secundaria	: 60 kV
Tensión nominal terciaria	: 22.9 kV
Regulación	: $\pm 8 \times 1.25\%$ (lado primario)
Grupo de conexión	: YN/yn/d5
Tensión de cortocircuito	
AT/MT	: 11.4 %
AT/BT	: 8.8 %
MT/BT	: 5.29 %

MT/BT : 5.29 % Niveles de aislamiento			
Vn (kV)	Vmax (kV)	Vimpulso (kV)	Vaplicada (kV)
138	170	750	38
60	72.5	325	38
22.9	24	125	38

Transformador de tres devanados N° 02 (T2-3D)

Marca	: Tubos Trans Electric
Tipo	: Trifásico
Frecuencia	: 60 Hz
Número de arrollamientos	: 3
Potencia nominal	: 12/12/5 MVA
Tensión nominal primaria	: 138 kV
Tensión nominal secundaria	: 60 kV
Tensión nominal terciaria	: 22.9 kV
Regulación	: $\pm 8 \times 1.25\%$ (lado primario)
Grupo de conexión	: YN/ d5/ yn0
Tensión de cortocircuito	
AT/MT	: 12.44 %
AT/BT	: 8.766 %
MT/BT	: 2.707 %

MT/BT : 5.29 % Niveles de aislamiento			
Vn (kV)	Vmax (kV)	Vimpulso (kV)	Vaplicada (kV)
138	170	450	70
60	72.5	325	140
22.9	24	95	50

Los transformadores no pueden operar en paralelo en el lado de 60 kV debido al grupo de conexión que poseen.

El lado de 22.9 kV alimenta a la localidad de Azángaro y las demás zonas aledañas.

3.4.4. SUBESTACIÓN PUTINA 60 KV

La subestación Putina es una subestación de seccionamiento en un solo nivel de tensión 60 kV. Cuenta con tres bahías y son las siguientes:

- Bahía de llegada de la línea proveniente de la subestación Azángaro
- Bahía de salida a la subestación Huancané
- Bahía de salida a la subestación Ananea

3.4.5. SUBESTACIÓN HUANCANÉ 60/22.9 KV

La subestación Huancané cuenta con un transformador de tres devanados, cuyas características principales son las siguientes:

Tipo	: Trifásico
Frecuencia	: 60 Hz
Número de arrollamientos	: 3
Potencia nominal	: 6.25/6.25/2 MVA
Tensión nominal primaria	: 60 kV
Tensión nominal secundaria	: 22.9 kV
Tensión nominal terciaria	: 10 kV
Regulación	: $\pm 10 \times 1\%$ (lado primario)
Grupo de conexión	: YN/yn/d1

Para efectos del presente estudio, la carga de esta subestación se ha concentrado en la barra de 60 kV

3.2.5.SUBESTACIÓN ANANEA 60/22.9 KV

La subestación Ananea se encuentra equipada de la siguiente manera:

- Bahía de llegada en 60 kV
- Sistema de barras simple en 60 kV
- Dos bahías de transformación
- Sistema de barras en 22.9 kV

La bahía de llegada en 60 kV se encuentra equipada con pararrayos, transformador de tensión, transformador de corriente y un interruptor-seccionador.

Las características del pararrayos son las siguientes:

Tipo	: Subestación
Marca	: Tyco Electronics
Año	: 2010
Clase	: 3 (10 kA)
V _r	: 48 kV
MCOV	: 38.4 kV

Las características del transformador de tensión son las siguientes:

Tipo	: Capacitivo
Marca	: ABB
Año	: 2009
Frecuencia	: 60 Hz
Tensión nominal	: $60000 / \sqrt{3}$
Tensión máxima	: 72.5 kV
Nivel de aislamiento interno	
Frec. Industrial	: 140 kV BIL : 325 kV
Nivel de aislamiento externo	
Frec. Industrial	: 185 kV BIL : 450 kV

Las características del transformador de corriente son las siguientes:

Marca	: ABB
Año	: 2012
Corriente	: 450 A
Tensión máxima	: 72 kV

Nivel de aislamiento interno

Frec. Industrial : 140 kV BIL : 325 kV

Las características del seccionador-interruptor son las siguientes:

Marca	: ABB
Tipo	: Seccionador – interruptor
Corriente nominal	: 2000 A
Corriente cc	: 40 kA

Desde el sistema de barras en 60 kV parten dos bahías de transformación equipados con seccionador de barras, interruptor y transformador de corriente.

Las características técnicas del seccionador de barras son las siguientes:

Tensión nominal	: 60 kV
Tensión máxima	: 123 kV
BIL	: 550 kV
Corriente nominal	: 800 A
Corriente Cortocircuito	: 25 kA

Las características del interruptor son las siguientes:

Marca	: ABB
Tensión nominal	: 60 kV
Tensión máxima	: 145 kV
BIL	: 450 kV
Corriente nominal	: 1200 A
Corriente Cortocircuito	: 25 kA

Las características del transformador de corriente son las siguientes:

Marca	: ABB
Año	: 2009
Corriente	: 60-120 / 5 A

La subestación Ananea cuenta actualmente con un transformador de tres devanados cuyas características son las siguientes:

Marca	: Delcrosa
Tipo	: Trifásico
Año	: 2010
Frecuencia	: 60 Hz
Número de arrollamientos	: 3
Potencia nominal	: 7 MVA (ONAN) 9 MVA(ONAF)

Tensión nominal primaria	: 57 kV
Tensión nominal secundaria	: 22.9 kV
Tensión nominal terciaria	: 10 kV (Compensación)
Regulación	: $\pm 10 \times 1\%$ (lado primario)
Grupo de conexión	: YN/yn/d1
Tensión de cortocircuito	: 7.9 %

Cabe indicar que este transformador viene equipado con pararrayos con contador de descarga tanto en el lado de alta como en el lado de baja tensión. Las características del pararrayos del lado de alta tensión son las siguientes:

Tipo	: Subestación
Marca	: <u>Tyco Electronics</u>
Año	: 2010
Clase	: 3 (<u>10 kA</u>)
<u>Ur</u>	: <u>48 kV</u>
MCOV	: <u>38.4 kV</u>

En el lado de 22.9 kV se cuenta con dos circuitos principales que alimentan al sistema de barras. Cada uno de estos circuitos está conformado por transformador de corriente, interruptor y seccionador de barras. El sistema de barras cuenta con transformadores de tensión.

Desde el sistema de barras en 22.9 kV se tiene 7 circuitos de salida, cada uno de ellos equipados de la siguiente manera:

- Seccionador de barras

- Interruptor
- Transformador de corriente
- Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra
- Pararrayos con contador de descarga

Se muestra el diagrama unifilar de la subestación donde se puede apreciar el equipamiento con que cuenta la subestación.

En la sala de control se encuentra ubicado los siguientes tableros:

- Tablero de mando, control y señalización, el cual se encuentra equipado con un cuadro anunciador de alarmas, un controlador de bahías y un analizador de redes.
- Tablero de protección y medición 60 kV, el cual se encuentra equipado con un relé de protección principal (87L), relé de protección de respaldo (21), medidor multifunción lado 60 kV y borneras de prueba.
- Tablero de protección y medición del transformador N° 01, equipado con relé de protección principal (87T), relé de respaldo lado 60 kV, relé de respaldo lado 22.9 kV, medidor multifunción lado 22.9 kV y borneras de prueba.
- Tablero de protección y medición de los circuitos de salida en 22.9 kV(seis relés)
- Tablero de medición de los circuitos de salida en 22.9 kV (seis circuitos)
- Tablero de regulación automática del transformador N° 01, incluyendo un regulador de tensión. Actualmente la regulación se hace en forma manual debido a que la operación automática se encuentra malograda.

- Tablero RTU. Contiene la distribución de fibra óptica, un router, un switch y la unidad terminal remota
- Un tablero de regulación del transformador N° 2, que incluye un relé electrónico de regulación de tensión
- Un tablero de protección y medición del transformador N° 2. Contiene un medidor multifunción, relé de protección para el lado de 60 kV, relé de protección diferencial, relé de protección del lado de 22.9 kV, un medidor multifunción para el lado de 22.9 kV y borneras de prueba
- Tablero de protección y medición de los circuitos de salida en 22.9 kV, conteniendo un relé de protección, un medidor multifunción, un analizador y borneras de prueba para cada circuito de salida (salidas 6 y 7).
- Adicionalmente se cuenta con los tableros de servicios auxiliares correspondientes.

3.4.6.SUBESTACIÓN MINERA EL DORADO 22.9 KV

La subestación El Dorado en el nivel de tensión de 22.9 kV cuenta con 03 circuitos y son los siguientes:

- Circuito de llegada proveniente de la subestación Ananea
- Circuito (derivación) de salida a chutes de lavado.
- Circuito de salida a campamento el Dorado, laboratorio químico y otros.

3.4.7. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV AZANGARO – PUTINA (L -6024)

Esta línea parte desde la SE Azángaro y su longitud aproximada es de 40 Km hasta llegar al a SE Putina. El conductor utilizado es de aluminio del tipo AAAC de 150 mm². Es del tipo de torres de celosía con aisladores del tipo polimérico. La configuración de los conductores es del tipo triangular.

Datos de la Línea de Transmisión:

- Longitud: 40.06 km
- Capacidad: 395 A
- RL1 = 9.094 ohm primarios.
- XL1 = 27.281 ohm primarios

3.4.8. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV PUTINA – HUANCANE (L -6026)

Esta línea parte desde la SE Putina y su longitud aproximada es de 34 Km hasta llegar al a SE Huancané. El conductor utilizado es de aluminio del tipo AAAC cuya sección es de 150 mm². Es del tipo de torres de celosía con aisladores del tipo polimérico. La configuración de los conductores es del tipo triangular.

Datos de la Línea de Transmisión:

- Longitud: 34.15 km
- Capacidad: 395 A
- RL1 = 7.752 ohm primarios.

- $XL1 = 23.256$ ohm primarios.

3.4.9. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV PUTINA – ANANEA (L -6025)

Al igual que en los dos casos anteriores, esta línea también es con conductor de aluminio del tipo AAAC cuya sección es de 150 mm^2 en todo su recorrido desde la SE Putina hasta la SE Ananea. Es del tipo de torres de celosía con aisladores del tipo polimérico. La configuración de los conductores es del tipo triangular. En el Anexo N° 01 se muestra el Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico involucrado.

Datos de la Línea de Transmisión:

- Longitud: 49.71 km
- Capacidad: 395 A
- $RL1 = 11.284$ ohm primarios.
- $XL1 = 33.853$ ohm primarios.

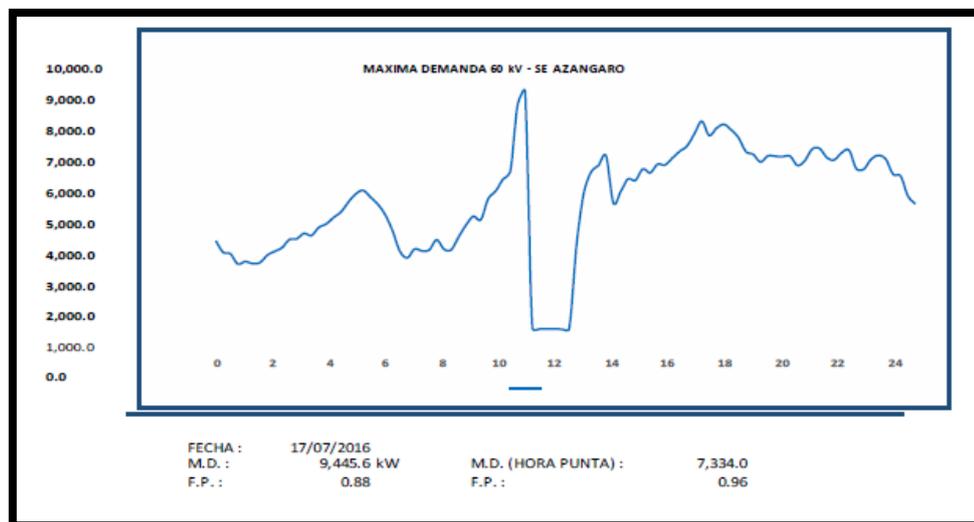
3.4.10. DEMANDA ELÉCTRICA DEL SISTEMA

Para el estudio de la demanda eléctrica del sistema se cuenta con información estadística de las diferentes subestaciones involucradas. Dicha información corresponde a los reportes de los últimos meses del presente año.

Para el análisis correspondiente se ha considerado la máxima demanda que se presentó en el período de análisis en la barra de 60 kV en la subestación de Azángaro y en base a ello se

determina la demanda de las demás subestaciones para la misma fecha y hora. En la Gráfica N° 3.2 se muestra la máxima demanda de la subestación Azángaro.

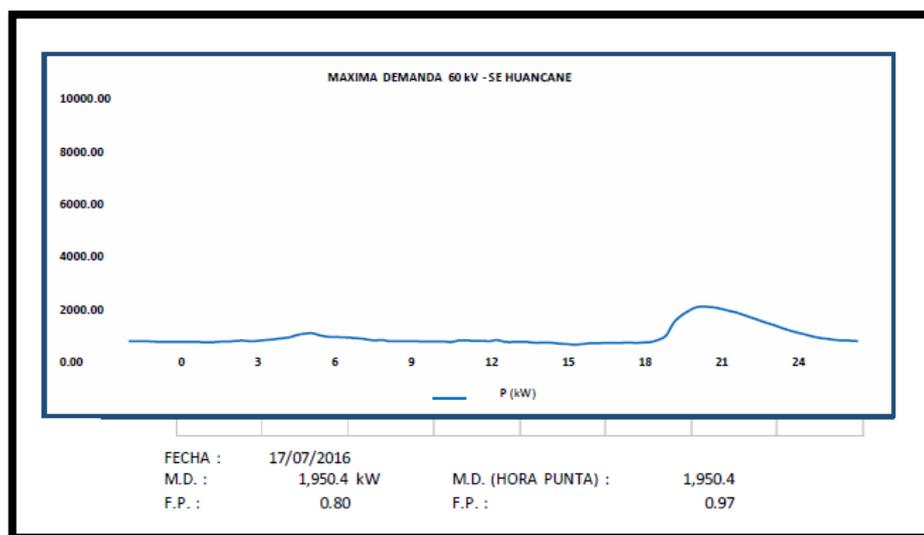
Figura 3.2: Máxima Demanda Subestación Azángaro 60 KV



Elaboración Propia

De la gráfica anterior se tiene los siguientes comentarios:

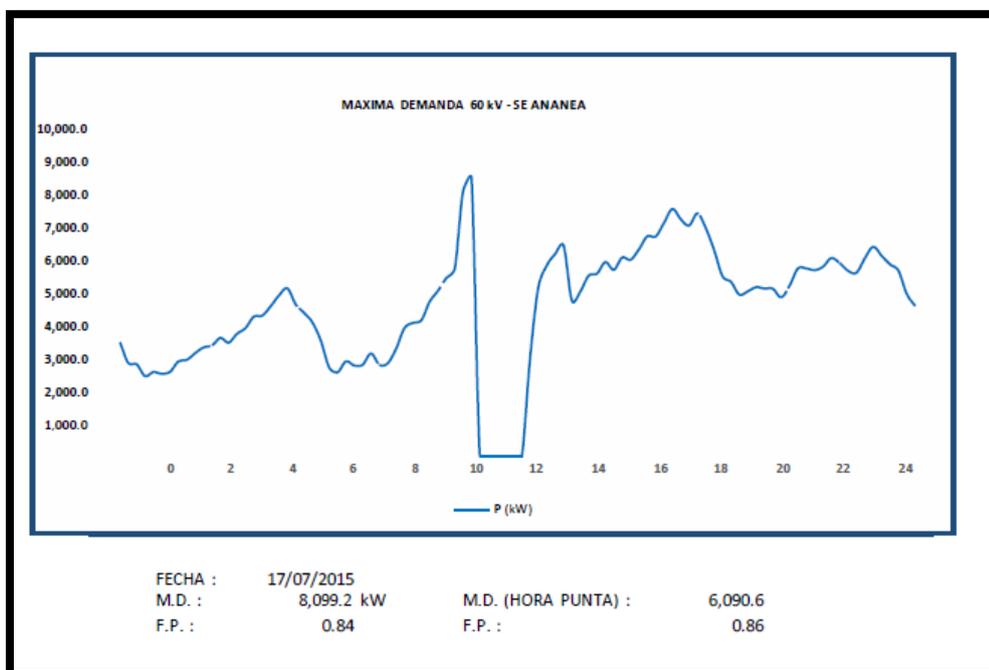
- El diagrama de carga obtenido es atípico debido a que la máxima demanda del sistema se produce en horas de la mañana.
- También se puede apreciar que entre las 10:00 y las 12:00 horas existe una caída súbita de la demanda.
- El factor de potencia en horas de máxima demanda es menor que en horas punta.
- Ello indica la presencia de motores eléctricos en la carga del sistema.
- La máxima demanda de esta subestación en el nivel de 60 kV corresponde a las demandas de las subestaciones de Huancané y Ananea.

Figura 3.3: Máxima Demanda Subestación Huancané 60 KV

Elaboración Propia.

De la gráfica de la Figura N° 3.3 se tiene los siguientes comentarios:

- El diagrama corresponde a un diagrama típico residencial
- La máxima demanda en esta subestación se presenta en horas punta (entre las 18:00 y las 23:00 horas) y no es coincidente con la máxima demanda del sistema
- El factor de potencia en horas punta es mayor que el correspondiente a la máxima demanda del sistema, lo cual indica la presencia del consumo residencial.

Figura 3.4: Máxima Demanda Subestación Ananea 60 KV

Elaboración Propia

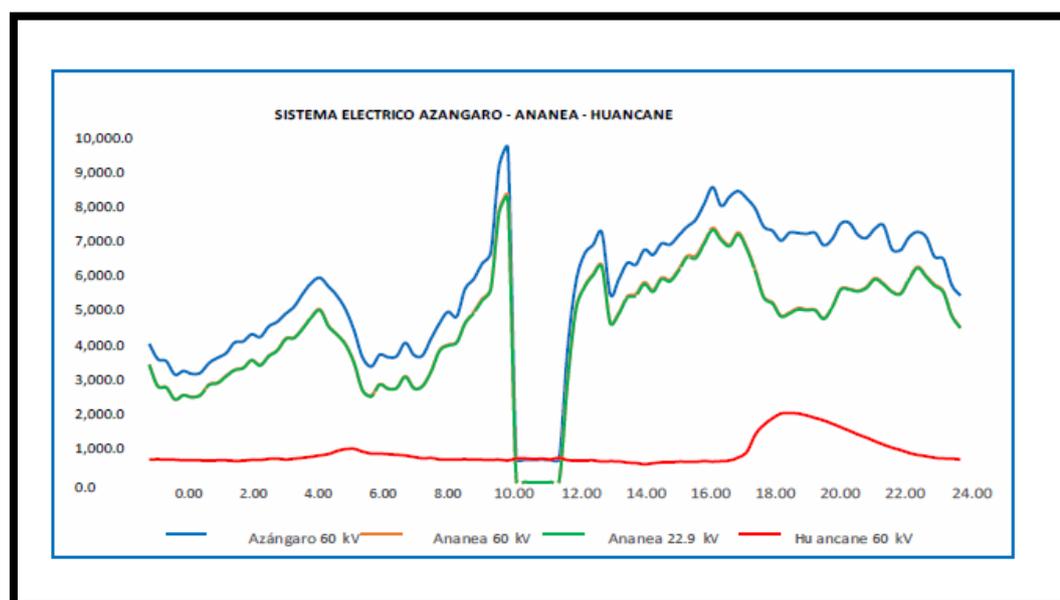
De la gráfica de la Figura N° 3.3 se tiene los siguientes comentarios:

- La demanda de la SE Ananea es la que predomina en el sistema eléctrico en 60 kV proveniente de la SE Azángaro.
- En esta subestación se produjo una caída intempestiva de la demanda entre las 10:00 y 12:00 horas, hecho que se refleja en las gráficas de las subestaciones Ananea y Azángaro.

- El factor de potencia en esta subestación es relativamente bajo tanto en horas de máxima demanda como en horas punta.

En la gráfica de la figura N° 3.5 se ha superpuesto las demandas de las subestaciones involucradas en el sistema eléctrico involucrado en el presente estudio. En la misma se puede apreciar que la demanda principal del sistema es la demanda de la subestación Ananea.

Figura 3.5: Máxima Demanda del Sistema 60 KV



Elaboración Propia.

3.5. SISTEMA ELÉCTRICO PROYECTADO

El sistema eléctrico está comprendido por la ampliación de la subestación Ananea y la Red Primaria en 22.9 kV que ya ha sido construida entre las subestaciones de Ananea y Minera el Dorado.

3.5.1. RED PRIMARIA 22.9 KV ANANEA MINERA EL DORADO - ANANEA

Esta línea ha sido construida recientemente con la finalidad de dar suministro eléctrico a la mina MINERA EL DORADO - ANANEA desde el SEIN conectándose en la SE Ananea.

Las características principales de esta Red Primaria son las siguientes:

Nivel de tensión	: 22.9 kV
Número de ternas	: 1
Tipo de conductor	: AAAC Sección: 50 mm ²
Longitud	: 0.764 Km
Punto de inicio	: SE Ananea
Coordenadas referenciales	: X = 443753; Y = 8377483
Punto de llegada	: SE Mina El Dorado
Coordenadas referenciales	: X = 443332; Y = 8376861
Altura mínima	: 4660 msnm

La Red Primaria está conformada con estructuras de C.A.C. (de 12 m), con retenidas inclinadas y crucetas de madera y concreto para la zona accesible e inaccesible.

Cabe indicar que la línea tanto en la subestación Ananea como en la subestación de la minera el Dorado se encuentra conectado a una misma celda.

Debido a esta particularidad las red instalada es independiente y la única función que cumple es la de reducir pérdidas y disminuir la caída de tensión.

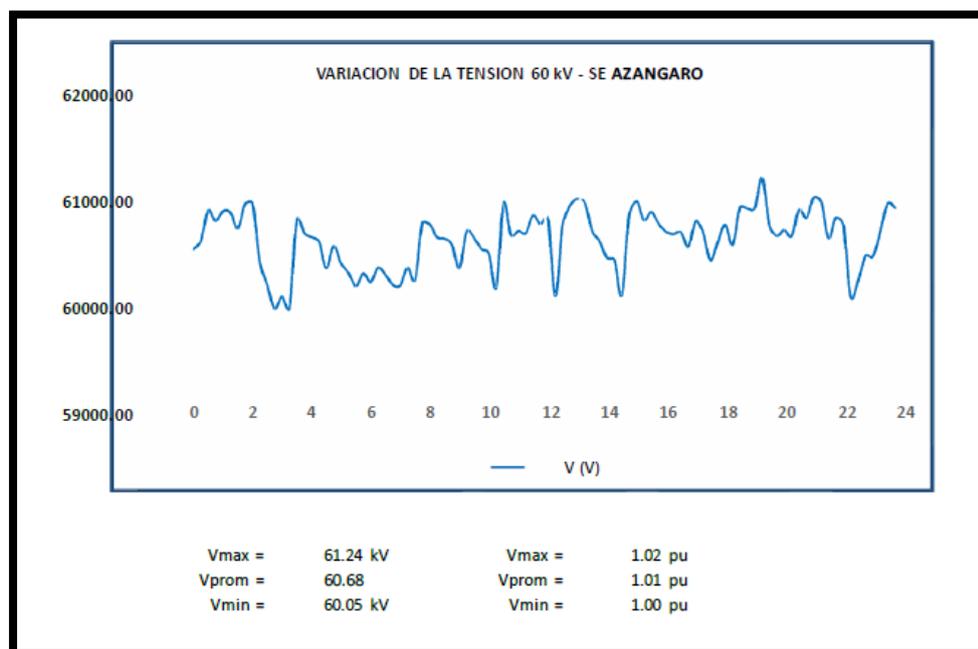
3.6. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

El análisis de flujo de carga nos permite definir el comportamiento del sistema eléctrico es estado estable. Se procede a efectuar el análisis de flujo de carga en máxima demanda para ver los niveles mínimos de tensión, y también en mínima demanda para determinar las tensiones máximas del sistema.

3.6.1. VARIACIONES DE TENSIÓN

En la Gráfica N° 22 se puede ver la variación de la tensión en la barra de 60 kV de la Subestación Azángaro para el día de máxima demanda.

Figura 3.6: Variaciones de Tensión en la barra de 60 KV de la S.E. Azángaro

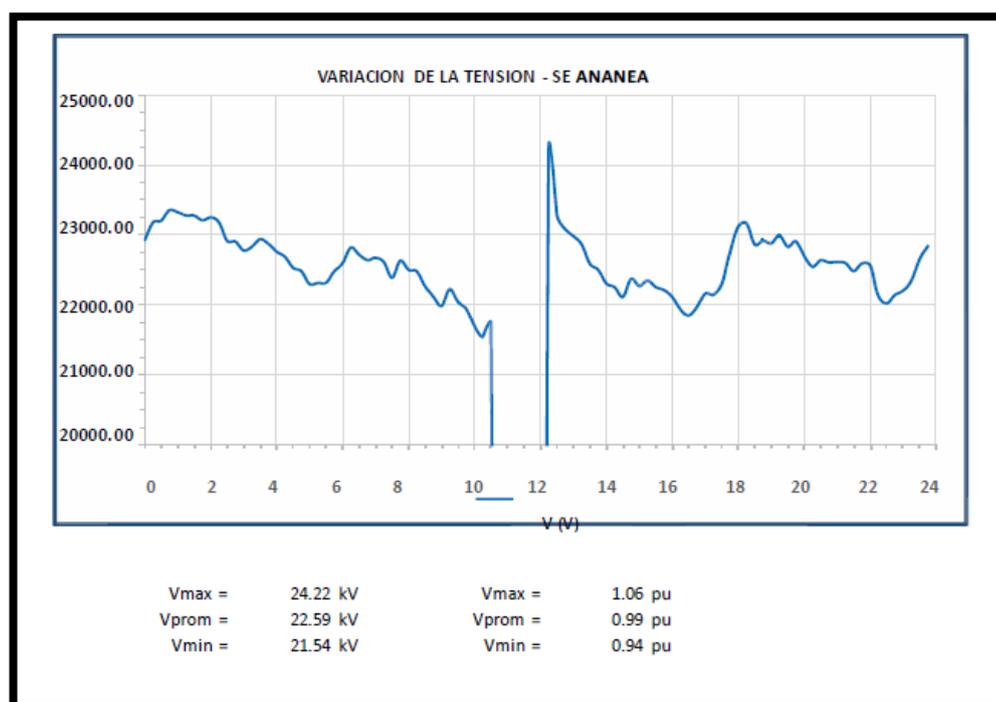


Elaboración Propia.

De la gráfica anterior se puede apreciar que la tensión en la barra de 60 kV en la SE Azángaro varía entre 1.02 y 1.0 en p.u. (por unidad). Estos resultados nos muestran que la variación de la tensión en esta barra es poco sensible a las variaciones de potencia y por tanto el sistema eléctrico es estable.

En forma similar, en la Gráfica N° 3.6 se puede apreciar la variación de la tensión en la barra de 22.9 kV de la SE Ananea.

Figura 23.7: Variaciones de Tensión en la barra de 60 KV de la S.E. Ananea



Elaboración Propia

Los resultados nos indican que la tensión en esta barra es sensible a las variaciones de potencia del sistema ya que oscila entre 1.06 y 0.94 p.u. Los valores pico de tensión se producen cuando se presenta la mínima carga y los valores mínimos se producen cuando el sistema se encuentra con la máxima demanda.

El resultado anterior permite definir en forma aproximada la tensión nominal del transformador de 0.5 MVA. El valor final será definido con los flujos de carga a efectuarse tanto en mínima como en máxima demanda.

3.6.2. CARGAS CONSIDERADAS

En base a los reportes de consumo, se ha definido las cargas a considerar en el estudio de flujo de carga. En la Tabla N° 3.1 se muestra dichas cargas.

Tabla N° 3.1: Datos de Flujo de Carga

ITEM	BARRA DERIVACION DE REFERENCIA	MINIMA DEMANDA			MAXIMA DEMANDA SIST.			MAXIMA DEMANDA H.P.		
		FP	POTENC IA (kW)	REACTIVA	FP	POTENC IA (kW)	REACTIVA	FP	POTENC IA (kW)	REACTIVA
1	zángaro 60 kV	0.90	760	360.0	0.90	1900	900.0	0.90	1140	684
2	zángaro 22.9 kV	0.90	1670.4	809.0	0.90	4176	2022.5	0.90	2505.6	1503.4
3	Huancané 60 kV	0.80	609.50	464.7	0.80	601.8	450.0	0.85	762.0	463.8
4	Ananea 22.9 kV M. el	0.68	2391.6	2558.5	0.88	8036.2	4313.2	0.89	6054.1	3122.3
5	Dorado 0.38 kV	0.90	212	58.9	0.82	304	256.7	0.79	318	154.0

NOTAS:

- 1.- La máxima demanda del sistema corresponde a la LT 60 kV Azángaro - Putina del 17/07/16 10:30 a.m.
- 2.- La mínima demanda corresponde a la LT 60 kV Azángaro - Putina del 17/17/16 1:30 a.m.
- 3.- La máxima demanda HP (Horas Punta) es del mismo circuito y la misma fecha a horas 10:30 pm
- 4.- La barra "Azángaro 60 kV" corresponde a la LT 60 kV a Antauta
- 5.- La barra "Azángaro 22.9 kV" corresponde al totalizador en ese nivel de tensión
- 6.- La barra "Huancané 60 kV" corresponde al totalizador en ese nivel de tensión
- 7.- La barra "Ananea 60 kV" corresponde al totalizador en ese nivel de tensión (trafo existente)
- 8.- Derivacion "Minera el Dorado" en 22.9 kV

Elaboración Propia

3.6.3. SOFTWARE UTILIZADO

Las simulaciones desarrolladas para el análisis de las alternativas para la conexión de la Línea 22.9 kV Ananea – Minera el Dorado han sido realizadas utilizando el software DIGSILENT Power Factory versión 14.1.

3.6.4. CONFIGURACIÓN ACTUAL Y PROYECTADA

CASO BASE: CONFIGURACION ACTUAL

- Los niveles de tensión en la barra HUANCANE 60kV y ANANEA 60kV se encuentra operando por debajo del rango permitido 0.94 y 0.89 de su factor de Potencia respectivamente.
- Los niveles de tensión en el alimentador de 22.9kV de la SE. Azángaro se encuentran dentro de los límites permitidos 0.95 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SE. ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 54.59%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 15.77%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L- 6024, L-6026 y L-6025) siendo su máxima cargabilidad 35.61%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 24.93%.
- También se ha definido que para la operación de la minera el Dorado con el suministro de energía desde el SEIN será necesario instalar un banco de condensadores de 200 KVAR en la barra de 22.9 kV en la subestación de la Minera el Dorado.
- Según las coordinaciones efectuadas con MINERA EL DORADO - ANANEA, la máxima carga que tomará la mina MINERA EL DORADO - ANANEA de la subestación Ananea está en el orden de los 400 KW.

- Según las coordinaciones efectuadas con MINERA EL DORADO - ANANEA, las cargas consideradas en la subestación de la Minera el Dorado operan con un factor de potencia de 0.97.

CASO PROYECTADO

- Los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Huancané y Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido entre 0.89 y 0.80 p.u. respectivamente, los niveles de tensión en las barras de Ananea 22.9kV se encuentra entre 0.85 y 0.89 p.u. así mismo se observa que los niveles de tensión en las barras de la SE. Minera el Dorado se encuentran en 0.79 p.u.
- Los niveles de tensión en el alimentador de 22.9kV de la SE. Azángaro se encuentran dentro de los límites permitidos 0.95 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SET ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 54.59% y el transformador de potencia DELCROSA de 9MVA se encuentra en Stand Bye.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 15.95%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L-6025) siendo su máxima cargabilidad 35.61%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro- Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 25.22%.

- El transformador de la SE. Minera El Dorado (T1_0.5MVA) se proyecta operar al inicio de las actividades a una cargabilidad de 65.52%.

ALTERNATIVA 1:

- Los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Huancané y Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido entre 0.89 y 0.79 p.u. respectivamente, el nivel de tensión en la barra de Ananea 22.9kV es de 0.84 p.u. así mismo se observa que los niveles de tensión en las barras de la SE. MINERA EL DORADO se encuentran en 0.78 p.u..
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SE. ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 54.59%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 29.81%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L-6025) siendo su máxima cargabilidad 32.60% y 31.07%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 47.03%.
- El transformador de la SE. Minera El Dorado (T1_0.5MVA) se proyecta operar al inicio de las actividades a una cargabilidad de 65.52%.

ALTERNATIVA 2:

- Para mejorar los niveles de tensión en la zona del proyecto y reducir la cargabilidad del transformador de potencia ABB (15MVA), se calcula mediante la simulación de flujo de potencia que es necesario implementar un banco de condensadores de 200 KVAR en la SE. Minera el Dorado a 22.9kV.
- Considerando la implementación de este banco de condensadores, los niveles de tensión en las barras de la Subestación Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido 0.92 p.u. los niveles de tensión en la barra de Ananea 22.9kV operan dentro del rango permitido 0.99 p.u. así mismo se observa que los niveles de tensión en la barras de la SE. MINERA EL DORADO se encuentra en 1.03 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SE. ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 53.93%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 24.71%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L-6025) siendo su máxima cargabilidad 25.50% y 23.98%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 38.93%.
- El transformador de la SE. Minera el Dorado (T1_0.5MVA) se encuentra operando a una cargabilidad de 51.02%.

- La barra de Azángaro en 60kV debe operar en 63kV para mejorar los niveles de tensión en la SE Ananea, para así posibilitar la conexión de la minera el Dorado, también permitirá obtener un buen nivel de tensión en la SE Mina.

3.7. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

Para el análisis de flujo de potencia se considera la siguiente metodología:

- a. Primeramente, se reproducirá la condición de operación de la zona del proyecto para el escenario de máxima demanda, sin las nuevas instalaciones (ESCENARIO SIN PROYECTO). Mostrando los niveles de flujo de potencia y las tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- b. Seguidamente, se procederá a agregar las nuevas instalaciones de LA COOPERATIVA MINERA EL DORADO, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia (ESCENARIO CON PROYECTO). Para este escenario se considerará en servicio el transformador de potencia ABB de 15MVA y la conexión de la línea distribución de 22.9kV hacia la SE. Minera el Dorado. Mostrando los niveles de flujo de potencia y las tensiones en la zona de influencia del proyecto de acuerdo al escenario proyectado.

Para los siguientes escenarios se considerará que el transformador de potencia ABB de 15MVA que se encuentra en servicio, por lo que se evaluará las siguientes alternativas, para determinar la mejor opción de conexión al sistema:

Alternativa 1: Utilización de la línea en 22.9kV Azángaro - Ananea - Minera el Dorado.

Alternativa 2: Utilización de la línea en 22.9kV Azángaro - Ananea – Minera el Dorado, considerando un banco de condensadores en la SED. Minera el Dorado, la capacidad se determina con la simulación.

Para evaluar los resultados de los flujos de potencia se ha considerado como criterio, que los equipos de transmisión no sobrepasen su capacidad y las tensiones en las barras y nodos del sistema y se encuentren dentro del rango establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER):

Operación Normal:

- Niveles de tensiones admisibles en barra.
- Operación normal: $\pm 5\%$
- V_n Niveles de tensiones admisibles en barras de Media Tensión (MT):
- Operación normal: $\pm 6\% V_n$.
- Niveles de tensiones admisibles en barras de Baja Tensión (BT):
- Operación normal: $\pm 7.5\% V_n$
- Cargas en líneas y transformadores.
- Líneas de transmisión: 100% de su potencia nominal.
- Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS

Los resultados del flujo de potencia se muestran, a modo de resumen se presentan los cuadros de resultados que se obtienen de las simulaciones de corto circuito y simulaciones de flujo de potencia.

Tabla N° 4.1: Análisis de Cortocircuito sin compensación

Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102	Project:									
	DIGSILENT Powerfactory 15.1.1.7	Date: 9/22/2018								
3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents		Short-Circuit Duration Break Time Fault Clearing Time (Ith) c-Voltage Factor User Defined	Ib [kA]	Ib [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]				
Asynchronous Motors Always Considered	Grid Identification Automatic						0,10 s 1,00 s No			
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B	Conductor Temperature User Defined	No	Annex: / 1							
Grid: MINERA DORADO System Stage: MINERA DORADO										
rd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]				
SE AZANGARO 138	138,00	0,00	1,10	10000,00 MVA	-84,29	102,30 kA	41,84	10000,00	41,84	42,43
I. SIEMENS	BARRA 60 K	BARRA 22.9		0,00 MVA	0,00	0,00 kA	0,00			
3-Winding Trans	BARRA 60 K	BARRA 22.9		0,00 MVA	0,00	0,00 kA	0,00			
External Grid			10000,00 MVA		-84,29	102,30 kA				
BARRA 22.9 KV	22,90	0,00	1,10	394,17 MVA	-89,78	27,95 kA	9,94	394,17	9,94	12,87
T. SIEMENS	SE AZANGAR	BARRA 60 K		236,67 MVA	90,22	16,78 kA				
3-Winding Trans	SE AZANGAR	BARRA 60 K		157,51 MVA	90,22	11,17 kA				
BARRA 60 KV HUANC	60,00	0,00	1,10	64,34 MVA	-82,97	1,49 kA	0,62	64,34	0,62	0,63
AAAC - 150M2 TE	BARRA. 60 K			64,34 MVA	97,03	1,49 kA				
SE ANANEA BARRA 6	60,00	0,00	1,10	57,18 MVA	-82,43	1,31 kA	0,55	57,18	0,55	0,56
AAAC - 150 MM2	BARRA. 60 K			57,18 MVA	97,57	1,31 kA				
TRANS ANANEA	22.9KV SEC			0,00 MVA	0,00	0,00 kA				
TRANSFORMADOR D	BARRA 22.9			0,00 MVA	0,00	0,00 kA				
BARRA. 60 KV FUTIN	60,00	0,00	1,10	88,27 MVA	-84,77	2,12 kA	0,85	88,27	0,85	0,86
AAAC - 150 MM2	BARRA 60 K			88,27 MVA	95,23	2,12 kA				
AAAC - 150 MM2	SE ANANEA			0,00 MVA	0,00	0,00 kA				
AAAC - 150M2 TE	BARRA 60 K			0,00 MVA	0,00	0,00 kA				
BARRA 60 KV	60,00	0,00	1,10	156,07 MVA	-89,91	4,24 kA	1,50	156,07	1,50	2,24
T. SIEMENS	SE AZANGAR	BARRA 22.9		125,53 MVA	90,08	3,41 kA				
AAAC 150 MM2	BARRA. 60 K			0,00 MVA	0,00	0,00 kA				
3-Winding Trans	SE AZANGAR	BARRA 22.9		30,54 MVA	90,09	0,83 kA				
22.9KV SEC	22,90	0,00	1,10	36,64 MVA	-84,63	2,30 kA	0,92	36,64	0,92	0,94

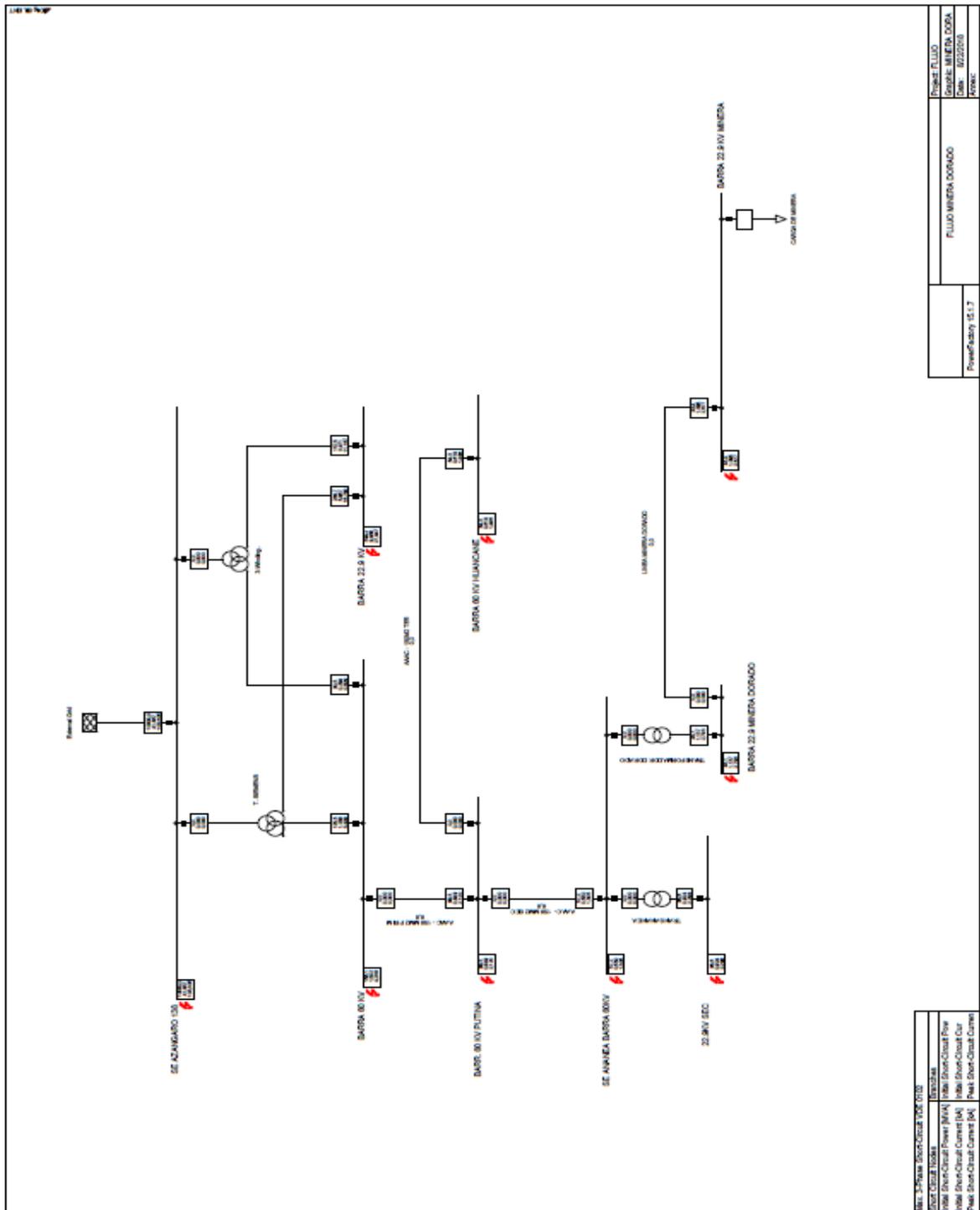
Grid: MINERA DORADO		System Stage: MINERA DORADO					Annex:				
std.V. [kV]	SE ANANEA	rd.V. [kV]	Voltage [deg]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ich [kA]
	SE ANANEA				36,64 MVA	0,92 kA	2,30 kA				
22,90	MIN	22,90	0,00	1,10	43,45 MVA	1,10 kA	2,68 kA	1,10	43,45	1,10	1,11
	LINEA MINERA DO				43,45 MVA	1,10 kA	2,68 kA				
22,90	MINERA	22,90	0,00	1,10	45,12 MVA	1,14 kA	2,79 kA	1,14	45,12	1,14	1,15
	TRANSFORMADOR D				45,12 MVA	1,14 kA	2,79 kA				
	SE ANANEA				0,00 MVA	0,00 kA	0,00 kA				
	LINEA MINERA DO										

		DIGILENT PowerFactory 16.1.7		Project: Date: 8/22/2018											
3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents															
Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102			Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s c-Voltage Factor User Defined No												
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s c-Voltage Factor User Defined No											
Decaying Aperiodic Component (Idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s c-Voltage Factor User Defined No											
Grid: MINEIRA DORADO System Stage: MINEIRA DORADO Annex: / 1															
	rd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	deg	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]				
SE AZANGARO 138	138,00	0,00	0,00	1,10	10000,00	MVA	41,84	kA	-84,29	103,30	kA	41,84	10000,00	41,84	42,43
T. SIEMENS	BARRA 60 K	BARRA 22.9			0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
3-Winding Trans	BARRA 60 K	BARRA 22.9			0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
External Grid					10000,00	MVA	41,84	kA	-84,29	103,30	kA	41,84		41,84	42,43
BARRA 22.9 KV	22,90	0,00	0,00	1,10	394,17	MVA	9,94	kA	-89,78	27,95	kA	9,94	394,17	9,94	12,87
T. SIEMENS	SE AZANGAR	BARRA 60 K			236,67	MVA	5,97	kA	90,22	16,78	kA	5,97		5,97	
3-Winding Trans	SE AZANGAR	BARRA 60 K			157,51	MVA	3,97	kA	90,22	11,17	kA	3,97		3,97	
BARRA 60 KV HUANC	60,00	0,00	0,00	1,10	64,34	MVA	0,62	kA	-82,97	1,49	kA	0,62	64,34	0,62	0,63
AAAC - 150M2 TE	BARR. 60 K				64,34	MVA	0,62	kA	97,03	1,49	kA	0,62		0,62	
SE ANANEA BARRA 6	60,00	0,00	0,00	1,10	57,18	MVA	0,55	kA	-82,43	1,31	kA	0,55	57,18	0,55	0,56
AAAC - 150 MM2	BARR. 60 K				57,18	MVA	0,55	kA	97,57	1,31	kA	0,55		0,55	
TRANS ANANEA	22.9KV SEC				0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
TRANSFORMADOR D	BARRA 22.9				0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
BARR. 60 KV PUTIN	60,00	0,00	0,00	1,10	88,27	MVA	0,65	kA	-84,77	2,12	kA	0,65	88,27	0,65	0,66
AAAC - 150 MM2	BARRA 60 K				88,27	MVA	0,65	kA	95,23	2,12	kA	0,65		0,65	
AAAC - 150 MM2	SE ANANEA				0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
AAAC - 150M2 TE	BARRA 60 K				0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
BARRA 60 KV	60,00	0,00	0,00	1,10	156,07	MVA	1,50	kA	-89,91	4,24	kA	1,50	156,07	1,50	2,24
T. SIEMENS	SE AZANGAR	BARRA 22.9			125,53	MVA	1,21	kA	90,09	3,41	kA	1,21		1,21	
AAAC - 150 MM2	BARR. 60 K				0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	kA	0,00		0,00	
3-Winding Trans	SE AZANGAR	BARRA 22.9			30,54	MVA	0,29	kA	90,09	0,83	kA	0,29		0,29	
22.9KV SEC	22,90	0,00	0,00	1,10	36,64	MVA	0,92	kA	-84,63	2,30	kA	0,92	36,64	0,92	0,94

Grid: MINERA DORADO		System Stage: MINERA DORADO										Annex: / 2	
std.V. [KV]	SE ANANEA	Voltage [KV]	c- Factor	Sk ⁿ [MVA/MVA]	Ik ⁿ [kA/kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]			
	SE ANANEA			36,64 MVA	0,92 kA	2,30 kA							
22,90	MIN	0,00	1,10	43,45 MVA	1,10 kA	2,68 kA	1,10	43,45	1,10	1,11			
	LINEA MINERA DO			43,45 MVA	1,10 kA	2,68 kA							
22,90	MINERA	0,00	1,10	45,12 MVA	1,14 kA	2,79 kA	1,14	45,12	1,14	1,15			
	TRANSFORMADOR D SE ANANEA			45,12 MVA	1,14 kA	2,79 kA							
	LINEA MINERA DO			0,00 MVA	0,00 kA	0,00 kA							

Elaboración Propia

Tabla N° 4.2: Diagrama de Cortocircuito sin Compensación



Elaboración Propia

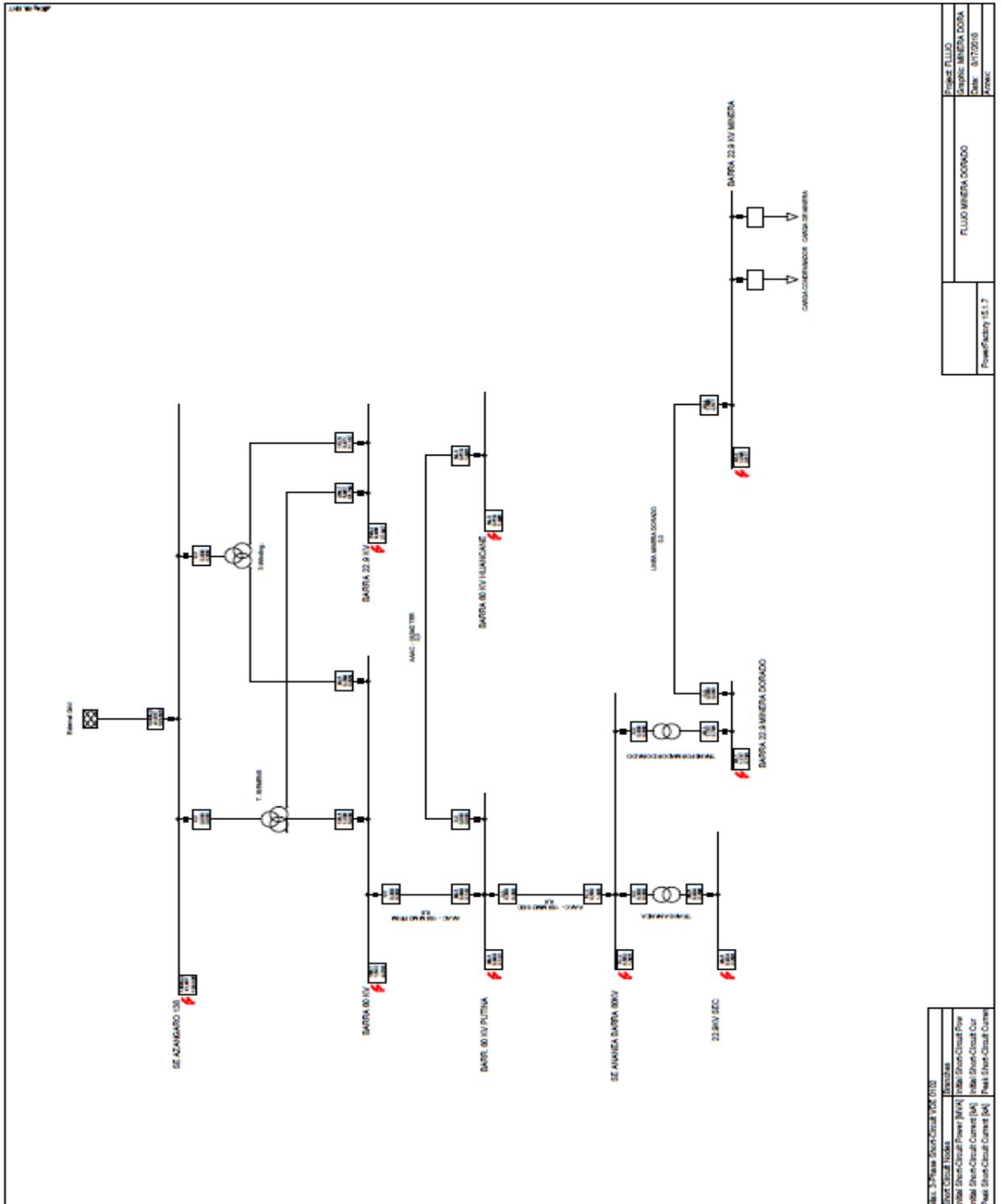
Tabla N° 4.3: Análisis de Cortocircuito con Compensación.

		DIGILENT PowerFactory 16.1.7		Project: 8/17/2018					
3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents									
Fault Locations Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102									
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s					
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined No		Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s c-Voltage Factor User Defined No					
Grid: MINERA DORADO		System Stage: MINERA DORADO		Annex: / 1					
rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SE AZANGARO 138,00	0,00	0,00	1,10 10000,00	41,84	-84,29	103,30	41,84 10000,00	41,84	42,43
BARRA 22.9 K 22,90	0,00	0,00	1,10 394,17	9,94	-89,78	27,95	9,94 394,17	9,94	12,87
BARRA 60 KV 60,00	0,00	0,00	1,10 64,34	0,62	-82,97	1,49	0,62 64,34	0,62	0,63
SE ANANEA BA 60,00	0,00	0,00	1,10 57,18	0,55	-82,43	1,31	0,55 57,18	0,55	0,56
BARR. 60 KV 60,00	0,00	0,00	1,10 88,27	0,85	-84,77	2,12	0,85 88,27	0,85	0,86
BARRA 60 KV 60,00	0,00	0,00	1,10 156,07	1,50	-89,91	4,24	1,50 156,07	1,50	2,24
22.9KV SEC 22,90	0,00	0,00	1,10 36,64	0,92	-84,63	2,30	0,92 36,64	0,92	0,94
BARRA 22.9 K 22,90	0,00	0,00	1,10 43,45	1,10	-83,82	2,68	1,10 43,45	1,10	1,11
BARRA 22.9 M 22,90	0,00	0,00	1,10 45,12	1,14	-84,03	2,79	1,14 45,12	1,14	1,15

		DIGILENT PowerFactory 15.1.7		Project: 8/17/2018					
Fault Locations Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102 / 3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents									
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s					
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined No		Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s					
				c-Voltage Factor User Defined No					
Grid: MINERA DORADO System Stage: MINERA DORADO			Annex: / 1						
rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SE AZANGARO 135,00	0,00	1,10	10000,00	41,84	103,30	41,84	10000,00	41,84	42,43
BARRA 22.9 K 22,90	0,00	1,10	394,17	9,94	27,95	9,94	394,17	9,94	12,87
BARRA 60 KV 60,00	0,00	1,10	64,34	0,62	1,49	0,62	64,34	0,62	0,63
SE ANANEA BA 60,00	0,00	1,10	57,18	0,55	1,31	0,55	57,18	0,55	0,56
BARRA. 60 KV 60,00	0,00	1,10	88,27	0,85	2,12	0,85	88,27	0,85	0,86
BARRA 60 KV 60,00	0,00	1,10	156,07	1,50	4,24	1,50	156,07	1,50	2,24
22.9KV SEC 22,90	0,00	1,10	36,64	0,92	2,30	0,92	36,64	0,92	0,94
BARRA 22.9 K 22,90	0,00	1,10	43,45	1,10	2,68	1,10	43,45	1,10	1,11
BARRA 22.9 M 22,90	0,00	1,10	45,12	1,14	2,79	1,14	45,12	1,14	1,15

Elaboración Propia

Tabla N° 4.4: Diagrama de Cortocircuito con Compensación

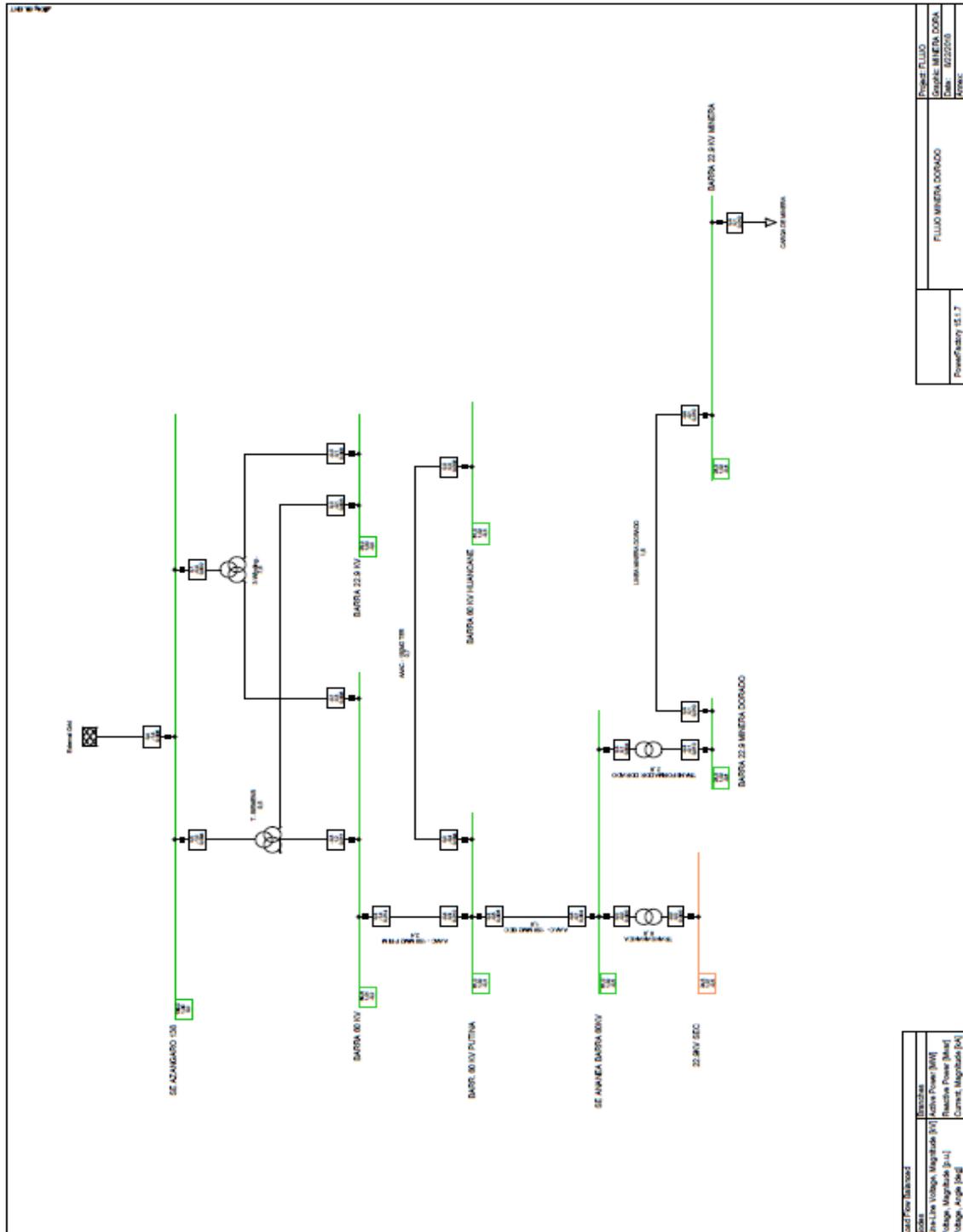


Elaboración Propia

Tabla N° 4.5: Análisis de Flujo de Potencia en Barras sin Compensación

DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: 8/22/2018				
Busbars/Terminals						
Load Flow Calculation		Automatic Model Adaptation for Convergence				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes				
Automatic Tap Adjust of Transformers		Model Equations				
Consider Reactive Power Limits		1,00 kVA				
		0,10 %				
Grid: MINERA DORADO	System Stage: MINERA DORADO	Study Case: Study Case	Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current Loading [%]	Additional Data
SE AZANGARO 138	1,00 138,00	0,00	0,00	1,00	0,00	Sk#: 10000,00 MVA
Cub_1 /Xnet	External Grid	0,37	-1,37	0,26	0,01	Tap: 0,00
Cub_2 /Tr3	T. SIEMENS	0,27	-1,00	0,26	0,00	Min: -8
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	0,10	-0,37	0,26	0,00	Max: 8
BARRA 22.9 KV						
Cub_1 /Tr3	1,00 22,97	-0,05	-0,11	0,27	0,00	Tap: 0,00
Cub_2 /Tr3	T. SIEMENS	0,03	-0,11	0,27	0,00	Min: 0
	3-Winding Transfor	-0,03	0,11	-0,27	0,00	Max: 0
BARRA 60 KV HUANCANE						
Cub_1 /Line	1,02 61,01	-0,35	0,00	0,34	0,00	Fv: 0,04 kW
	AAAC - 150M2 TER	0,00	0,00	0,34	0,00	cLod: 0,43 Mvar L: 34,00 km
SE ANANEA BARRA 60KV						
Cub_1 /Line	1,02 61,00	-0,49	-0,12	-0,95	0,00	Fv: 0,24 kW
	AAAC - 150 MM2 SEC	-0,37	-0,00	1,00	0,00	cLod: 0,63 Mvar L: 49,70 km
Cub_2 /Tr2	TRANS ANANEA	0,00	-0,00	0,00	0,00	Min: 0
Cub_3 /Tr2	TRANSFORMADOR DORA	0,37	0,12	0,95	0,00	Max: 0
BARR. 60 KV FUTINA						
Cub_1 /Line	1,02 60,95	-0,34	0,94	-0,37	0,01	Fv: 1,70 kW
	AAAC - 150 MM2 PRI	-0,37	-0,51	0,59	0,01	cLod: 0,50 Mvar L: 40,00 km
Cub_2 /Line	AAAC - 150 MM2 SEC	0,37	-0,43	0,00	0,00	Fv: 0,24 kW
Cub_3 /Line	AAAC - 150M2 TER	0,00	-0,43	0,00	0,00	cLod: 0,63 Mvar L: 49,70 km
		0,00	-0,43	0,00	0,00	Fv: 0,04 kW
		0,00	-0,43	0,00	0,00	cLod: 0,43 Mvar L: 34,00 km

Tabla N° 4.6: Diagrama de Flujo de Potencia sin Compensación



Elaboración Propia

Tabla N° 4.7: Análisis de Flujo de Potencia elementos de borde sin Compensación

Load Flow Calculation		Edge Elements						
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Modes Model Equations						
No No		No 1,00 kVA 0,10 %						
Grid: MINERA DORADO System Stage: MINERA DORADO Study Case: Study Case		Project: Date: 8/22/2018 Annex: / 1						
DigSILENT PowerFactory 15.1.7								
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power. - factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
CARGA DE MINERA External Grid	Lod Xnet		BARRA 22.9 KV MINERA	0,373	0,123	0,95	0,010	0,984
AAAC - 150 MM2 PRIM	Lne	2,36	SE AZANGARO 138	0,375	-1,369	0,26	0,006	0,001
AAAC - 150 MM2 SEC	Lne	0,99	BARRA 60 KV	-0,373	-1,435	0,25	0,014	0,024
AAAC - 150M2 TER	Lne	0,68	BARR. 60 KV PUTINA	0,373	0,939	-0,37	0,010	0,016
LINEA MINERA DORADO	Lne	1,62	SE ANANEA BARRA 60KV	-0,373	-0,508	0,59	0,006	0,010
TRANS ANANEA	Tr2	0,00	BARR. 60 KV PUTINA	0,000	-0,122	-0,95	0,004	0,006
TRANSFORMADOR DORADO	Tr2	2,57	BARRA 60 KV HUANCANE	0,000	-0,431	0,00	0,004	0,007
3-Winding Transformer	Tr3	7,60	BARRA 22.9 MINERA D..	0,373	0,000	0,34	0,000	0,000
T. SIEMENS	Tr3	9,47	BARRA 22.9 KV MINERA	-0,373	0,123	0,95	0,010	0,016
			SE ANANEA BARRA 60KV	0,000	-0,000	1,00	0,000	0,000
			22.9KV SEC	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
			SE ANANEA BARRA 60KV	0,373	0,122	0,95	0,004	0,026
			BARRA 22.9 MINERA D..	-0,373	-0,121	-0,95	0,010	0,026
			SE AZANGARO 138	0,102	-0,372	0,26	0,002	0,043
			BARRA 60 KV	-0,073	0,279	-0,25	0,003	0,076
			BARRA 22.9 KV	-0,029	0,105	-0,27	0,003	0,029
			SE AZANGARO 138	0,273	-0,997	0,26	0,004	0,022
			BARRA 60 KV	-0,302	1,156	-0,25	0,011	0,095
			BARRA 22.9 KV	0,029	-0,105	0,27	0,003	0,009

Elaboración Propia

Tabla N° 4.8: Análisis completo de Flujo de Potencia sin Compensación

		DIGILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/22/2018																																																													
Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange																																																																	
Load Flow Calculation			Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Modes Model Equations																																																														
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			No No 1,00 kVA 0,10 %																																																														
Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange																																																																	
Grid: MINERA DORADO			System Stage: MINERA DORADO		Annex: / 1																																																												
			Study Case: Study Case																																																														
			Voltage - Deviation [%]																																																														
			-10 -5 0 +5 +10																																																														
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Bus</th> <th>rtd.V [kV]</th> <th>Bus - voltage [p.u.]</th> <th>Bus - voltage [kV]</th> <th>[deg]</th> <th>Voltage - Deviation [%]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SE AZANGARO 138</td> <td>138,00</td> <td>1,000</td> <td>138,00</td> <td>0,00</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BARRA 22.9 KV</td> <td>22,90</td> <td>1,003</td> <td>22,97</td> <td>-0,05</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BARRA 60 KV HUANCANE</td> <td>60,00</td> <td>1,017</td> <td>61,01</td> <td>-0,35</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>SE ANANEA BARRA 60KV</td> <td>60,00</td> <td>1,017</td> <td>61,00</td> <td>-0,49</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BARR. 60 KV PUTINA</td> <td>60,00</td> <td>1,016</td> <td>60,95</td> <td>-0,34</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BARRA 60 KV</td> <td>60,00</td> <td>1,010</td> <td>60,60</td> <td>-0,15</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>22.9KV SEC</td> <td>22,90</td> <td>1,070</td> <td>24,51</td> <td>-0,49</td> <td>24,51</td> </tr> <tr> <td>BARRA 22.9 KV MINERA</td> <td>22,90</td> <td>1,016</td> <td>23,26</td> <td>-0,62</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BARRA 22.9 MINERA DORADO</td> <td>22,90</td> <td>1,016</td> <td>23,27</td> <td>-0,60</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>			Bus	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	[deg]	Voltage - Deviation [%]	SE AZANGARO 138	138,00	1,000	138,00	0,00	-	BARRA 22.9 KV	22,90	1,003	22,97	-0,05	-	BARRA 60 KV HUANCANE	60,00	1,017	61,01	-0,35	-	SE ANANEA BARRA 60KV	60,00	1,017	61,00	-0,49	-	BARR. 60 KV PUTINA	60,00	1,016	60,95	-0,34	-	BARRA 60 KV	60,00	1,010	60,60	-0,15	-	22.9KV SEC	22,90	1,070	24,51	-0,49	24,51	BARRA 22.9 KV MINERA	22,90	1,016	23,26	-0,62	-	BARRA 22.9 MINERA DORADO	22,90	1,016	23,27	-0,60	-
Bus	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	[deg]	Voltage - Deviation [%]																																																												
SE AZANGARO 138	138,00	1,000	138,00	0,00	-																																																												
BARRA 22.9 KV	22,90	1,003	22,97	-0,05	-																																																												
BARRA 60 KV HUANCANE	60,00	1,017	61,01	-0,35	-																																																												
SE ANANEA BARRA 60KV	60,00	1,017	61,00	-0,49	-																																																												
BARR. 60 KV PUTINA	60,00	1,016	60,95	-0,34	-																																																												
BARRA 60 KV	60,00	1,010	60,60	-0,15	-																																																												
22.9KV SEC	22,90	1,070	24,51	-0,49	24,51																																																												
BARRA 22.9 KV MINERA	22,90	1,016	23,26	-0,62	-																																																												
BARRA 22.9 MINERA DORADO	22,90	1,016	23,27	-0,60	-																																																												

		DIGILENT PowerFactory 15.1.1.7		Project: 8/22/2018						
Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange										
Load Flow Calculation			Automatic Model Adaptation for Convergence							
AC Load Flow, balanced, positive sequence		No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		1,00 kVA					
Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Model Equations		0,10 \$					
Consider Reactive Power Limits		No								
Grid: MINERA DORADO	System Stage: MINERA DORADO		Study Case: Study Case		Annex: / 2					
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compen-sation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to	Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]
22,90	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,37 / 0,12	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	60,00 kV	-0,08 / -1,24	0,00 / 0,01	0,00 / -0,02	0,00 / 0,03
60,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	138,00 kV	-0,30 / 1,08	0,00 / 0,00	0,00 / -0,02	0,00 / 0,03
138,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00		0,08 / 1,25	-1,56 / 0,00	0,01 / -0,02	-0,00 / 0,03
	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,37 / -1,37		0,30 / -0,08	0,00 / 0,00	-0,02 / 0,00	0,00 / 0,03
Total:	0,00 / 0,00	0,00 / 0,00	0,37 / 0,12	0,00 / 0,00	0,37 / -1,37		0,00 / 0,00	0,00 / -1,49	0,00 / 0,03	-0,00 / -1,52

		Project: DIGILENT PowerFactory 15.1.7		Date: 8/22/2016	
Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange					
Load Flow Calculation			Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No		No 1,00 kVA 0,10 %	
Total System Summary			Study Case: Study Case		Annex: / 3
Generation	Motor Load	Compen- sation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Load Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
0,00 / 0,00	0,00 / 0,12	0,00 / 0,00	0,37 / -1,37	0,00 / 0,00	0,00 / 0,03
\\PAUNITODK\MINERA DORADO FLUJO\MINERA\Network Model\Network Data\MINERA DORADO					
Total:					
0,00 / 0,00	0,37 / 0,12	0,00 / 0,00	0,37 / -1,37	0,00 / -1,49	0,00 / 0,03
				-0,00 / -1,52	

Elaboración Propia

Tabla N° 4.9 : Resumen del Análisis completo de Flujo de Potencia sin Compensación

		DIGILENT Powerfactory 15.1.7		Project: 8/22/2018	
Grid Summary					
Load Flow Calculation			Automatic Model Adaptation for Convergence		
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		
Automatic Tap Adjust of Transformers			Model Equations		
Consider Reactive Power Limits					
No			No		
No			1,00 kVA		
			0,10 %		
Grid: MINERA DORADO System Stage: MINERA DORADO Study Case: Study Case Annex: / 1					
Grid: MINERA DORADO Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	9	No. of Terminals	0
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of asyn. Machines	0
Generation	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA	
External Infeed	=	0,37 MW	-1,37 Mvar	1,42 MVA	
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar		
Load P(U)	=	0,37 MW	0,12 Mvar	0,39 MVA	
Load P(Un)	=	0,37 MW	0,12 Mvar	0,39 MVA	
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	-0,00 Mvar		
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA	
Grid Losses	=	0,00 MW	-1,49 Mvar		
Line Charging	=		-1,52 Mvar		
Compensation ind.	=		0,00 Mvar		
Compensation cap.	=		0,00 Mvar		
Installed Capacity	=	0,00 MW			
Spinning Reserve	=	0,00 MW			
Total Power Factor:					
Generation	=	0,95	0,00 [-]		
Load/Motor	=	0,00	0,00 [-]		

		DIGIEMT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 8/22/2018			
Total System Summary							
Load Flow Calculation			Automatic Model Adaptation for Convergence				
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Max. Acceptable Load Flow Error for				
Automatic Tap Adjust of Transformers			Modes				
Consider Reactive Power Limits			Model Equations				
No			No				
No			1,00 kVA				
			0,10 \$				
Total System Summary							
Total System Summary			Study Case: Study Case				
			Annex: / 1				
No. of Substations	0	No. of Eubars	9	No. of Terminals	0	No. of Lines	4
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0,00 MW		0,00 Mvar			
External Infeed	=	0,37 MW		-1,37 Mvar			
Load P(U)	=	0,37 MW		0,12 Mvar			
Load P(Un)	=	0,37 MW		0,12 Mvar			
Load P(Uh-U)	=	0,00 MW		-0,00 Mvar			
Motor Load	=	0,00 MW		0,00 Mvar			
Grid Losses	=	0,00 MW		-1,49 Mvar			
Line Charging	=			-1,52 Mvar			
Compensation ind.	=			0,00 Mvar			
Compensation cap.	=			0,00 Mvar			
Installed Capacity	=	0,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0,00		0,00			
Load/Motor	=	0,95		0,00			

Elaboración Propia

Tabla N° 4.140: Análisis de Flujo de Potencia en barras con compensación

DigSILENT PowerFactory 16.1.7		Project: / 1				
		Date: 8/17/2018				
Busbars/Terminals						
Load Flow Calculation		Automatic Model Adaptation for Convergence No				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations 1,00 kVA				
Automatic Tap Adjust of Transformers No		0,10 %				
Consider Reactive Power Limits No						
Grid: MINERA DORADO	System Stage: MINERA DORADO	Study Case: Study Case	Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor	Current Loading [kA]	Additional Data
SE AZANGARO 138	1,00 138,00 0,00					
Cub_1 /Xnet	External Grid	0,54	-1,34	0,37	0,01	Sk ⁿ : 10000,00 MVA
Cub_2 /Tr3	T. SIEMENS	0,39	-0,98	0,37	0,00	Tap: 0,00 Min: -8 Max: 8
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	0,15	-0,36	0,37	0,00	Tap: 0,00 Min: -8 Max: 8
BARRA 22.9 KV						
Cub_1 /Tr3	1,00 22,97 -0,07					
Cub_2 /Tr3	T. SIEMENS	0,04	-0,10	0,38	0,00	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	-0,04	0,10	-0,38	0,00	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BARRA 60 KV HUANCANE						
Cub_1 /Line	1,02 60,98 -0,46	0,00	0,00	0,44	0,00	Pv: 0,04 kW cLod: 0,43 Mvar L: 34,00 km
SE ANANEA BARRA 60KV						
Cub_1 /Line	1,02 60,94 -0,66	-0,53	-0,15	-0,96	0,01	Pv: 0,42 kW cLod: 0,63 Mvar L: 49,70 km
Cub_2 /Tr2	AAAC - 150 MM2 SEC	0,00	-0,00	1,00	0,00	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_3 /Tr2	TRANS ANANEA	0,53	0,15	0,96	0,01	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BARR. 60 KV PUTINA						
Cub_1 /Line	1,02 60,92 -0,45	-0,53	0,91	-0,50	0,01	Pv: 1,80 kW cLod: 0,50 Mvar L: 40,00 km
Cub_2 /Line	AAAC - 150 MM2 PRI	0,53	-0,48	0,74	0,01	Pv: 0,42 kW cLod: 0,63 Mvar L: 49,70 km
Cub_3 /Line	AAAC - 150MM2 TER	0,00	-0,43	0,00	0,00	Pv: 0,04 kW cLod: 0,43 Mvar L: 34,00 km

Grid: MINERA DORADO	System Stage: MINERA DORADO	Study Case: Study Case	Annex: / 2						
rated Voltage [kV] [p.u.]	Bus-voltage [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]						
		Power Factor [-]	Factor [-]						
		Current [kA]	Loading [%]						
			Additional Data						
BARRA 60 KV									
60,00	1,01 60,59 -0,22	-0,43	1,13	-0,36	0,01	9,62	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_1 /Tr3	T. SIEMENS								
Cub_2 /Line	AAAC - 150 MM2 FRI	0,54	-1,41	0,36	0,01	2,39	Pv: 1,80 kW	cLod: 0,50 Mvar	L: 40,00 km
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	-0,10	0,27	-0,36	0,00	7,73	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
22.9KV SEC									
22,90	1,07 24,48 -0,66	-0,00	0,00	-1,00	0,00	0,00	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_1 /Tr2	TRANS ANANEA								
BARRA 22.9 KV MINERA									
22,90	1,01 23,24 -0,84	0,37	0,12	0,95	0,01		P10: 0,37 MW	Q10: 0,12 Mvar	
Cub_2 /Lod	CARGA DE MINERA								
Cub_3 /Lod	CARGA CONDENSADOR	0,16	0,02	0,99	0,00		P10: 0,16 MW	Q10: 0,02 Mvar	
Cub_1 /Line	LINEA MINERA DORAD	-0,53	-0,15	-0,96	0,01	2,29	Pv: 0,06 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
	Total								
	Load:	0,53	0,15						
BARRA 22.9 MINERA DORADO									
22,90	1,01 23,24 -0,81	-0,53	-0,14	-0,97	0,01	3,62	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_1 /Tr2	TRANSFORMADOR DORA								
Cub_2 /Line	LINEA MINERA DORAD	0,53	0,14	0,97	0,01	2,29	Pv: 0,06 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km

Elaboración Propia

Tabla N° 4.151: Análisis de Flujo de Potencia del sistema con compensación

DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: 8/17/2018	
Total System Summary			
Load Flow Calculation		Automatic Model Adaptation for Convergence	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Model Equations	
Consider Reactive Power Limits			
		No	
		1,00 kVA	
		0,10 ¢	
Total System Summary			
Total System Summary		Study Case: Study Case	
		Annex: / 1	
No. of Substations	0	No. of Busbars	9
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	2
No. of Loads	2	No. of Shunts	0
Generation	= 0,00 MW		0,00 Mvar
External Infeed	= 0,54 MW		-1,34 Mvar
Load P(U)	= 0,53 MW		0,15 Mvar
Load P(Un)	= 0,00 MW		-0,00 Mvar
Motor Load	= 0,00 MW		0,00 Mvar
Grid Losses	= 0,00 MW		-1,49 Mvar
Line Charging	= 0,00 MW		-1,52 Mvar
Compensation ind.	= 0,00 MW		0,00 Mvar
Compensation cap.	= 0,00 MW		0,00 Mvar
Installed Capacity	= 0,00 MW		
Spinning Reserve	= 0,00 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 0,00 [-]		
Load/Motor	= 0,96 / 0,00 [-]		

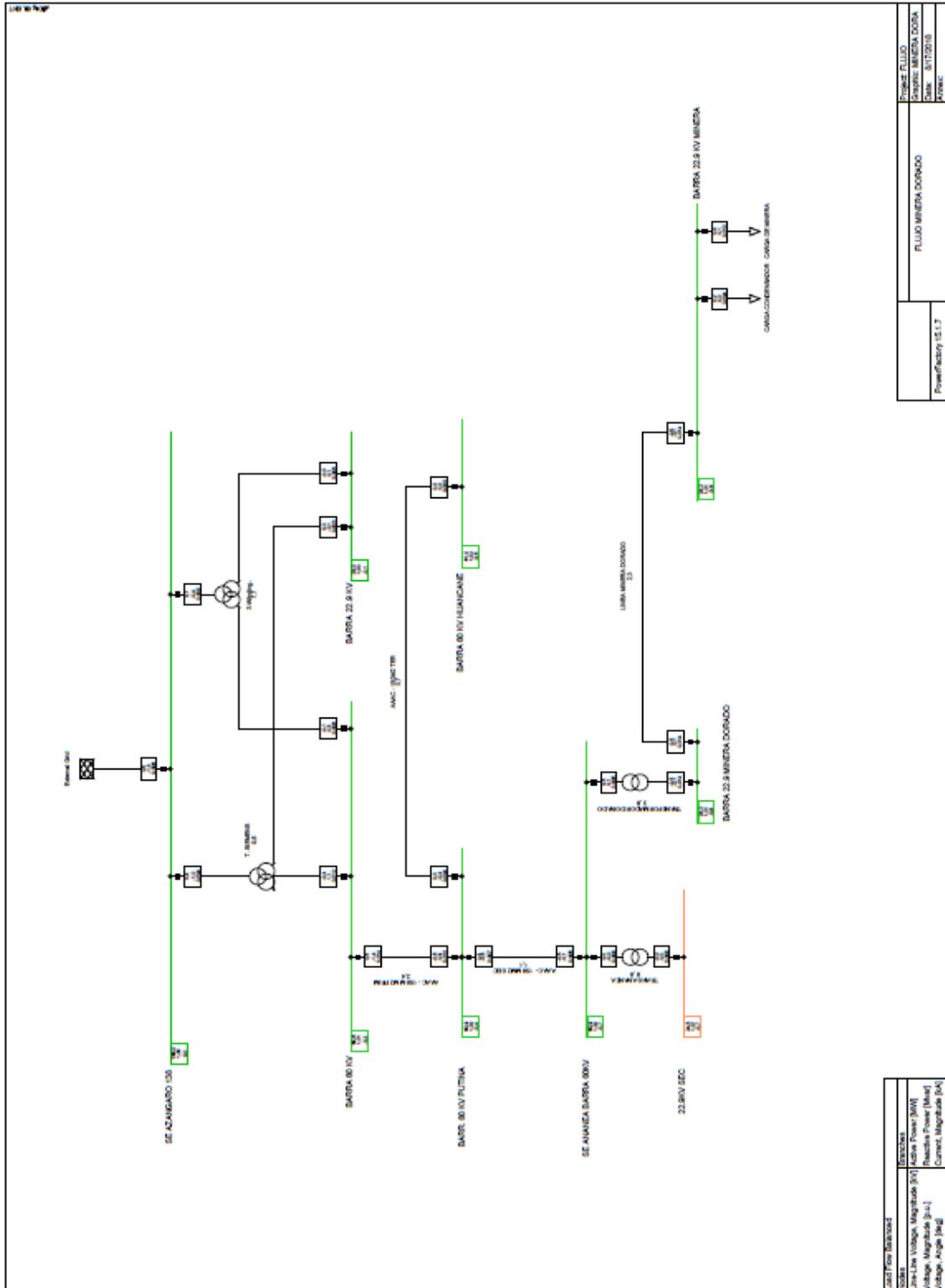
Elaboración Propia

Tabla N° 4.162: Análisis de Flujo de Potencia elementos de borde con compensación

Load Flow Calculation				Edge Elements			
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No		No	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		1,00 kVA		0,10 %	
Consider Reactive Power Limits		Model Equations					
Grid: MINERA DORADO		System Stage: MINERA DORADO		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:			
				Date: 8/17/2018			
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]
CARGA CONDENSADOR	Lod		BARRA 22.9 KV MINERA	0,160	0,023	0,99	0,004
CARGA DE MINERA	Lod		BARRA 22.9 KV MINERA	0,373	0,123	0,95	0,010
External Grid	Xnet		SE AZANGARO 138	0,535	-1,342	0,37	0,006
AAAC - 150 MM2 PRIM	Lne	2,39	BARRA 60 KV PUTINA	0,585	-1,108	0,36	0,014
			BARR. 60 KV PUTINA	-0,533	0,513	-0,50	0,010
AAAC - 150 MM2 SEC	Lne	1,14	BARR. 60 KV PUTINA	0,533	-0,482	0,74	0,007
			SE ANANEA BARRA 60KV	-0,533	-0,145	-0,96	0,005
AAAC - 150M2 TER	Lne	0,68	BARR. 60 KV PUTINA	0,000	-0,431	0,00	0,004
			BARRA 60 KV HUANCANE	0,000	0,000	0,44	0,000
LINEA MINERA DORADO	Lne	2,29	BARRA 22.9 MINERA D..	0,533	0,144	0,97	0,014
			BARRA 22.9 KV MINERA	-0,533	-0,145	-0,96	0,014
TRANS ANANEA	Tr2	0,00	SE ANANEA BARRA 60KV	0,000	-0,000	1,00	0,000
			22.9KV SEC	-0,000	0,000	-1,00	0,000
TRANSFORMADOR DORADO	Tr2	3,62	SE ANANEA BARRA 60KV	0,533	0,145	0,96	0,005
			BARRA 22.9 MINERA D..	-0,533	-0,144	-0,97	0,014
3-Winding Transformer	Tr3	7,73	SE AZANGARO 138	0,146	-0,365	0,37	0,002
			BARRA 60 KV	-0,104	0,274	-0,36	0,003
			BARRA 22.9 KV	-0,042	0,103	-0,38	0,003
T. SIEMENS	Tr3	9,62	SE AZANGARO 138	0,390	-0,977	0,37	0,004
			BARRA 60 KV	-0,431	1,135	-0,36	0,012
			BARRA 22.9 KV	0,042	-0,103	0,38	0,003

Elaboración Propia

Tabla N° 4.173: Diagrama de Flujo de Potencia con compensación



	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
		Date: 8/17/2018

Load Flow Calculation			Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange		
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA		
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,10 \$		

Grid: MINERA DORADO	System Stage: MINERA DORADO	Study Case: Study Case	Annex: / 1	
rtcd.V [kV]	Eus - voltage [p.u.]	[kV] [deg]	Voltage - Deviation [%]	
			0 -5 +5 +10	
SE AZANGARO 138	138,00	1,000	138,00	0,00
BARRA 22.9 KV	22,90	1,003	22,97	-0,07
BARRA 60 KV HUANCANE	60,00	1,016	60,98	-0,46
SE ANANEA BARRA 60KV	60,00	1,016	60,94	-0,66
BARR. 60 KV PUTINA	60,00	1,015	60,92	-0,45
BARRA 60 KV	60,00	1,010	60,59	-0,22
22.9KV SEC	22,90	1,069	24,48	-0,66
BARRA 22.9 KV MINERA	22,90	1,015	23,24	-0,84
BARRA 22.9 MINERA DORADO	22,90	1,015	23,24	-0,81

		DIGILENT Powerfactory 15.1.1.7	Project: 8/17/2018
--	--	--------------------------------	--------------------

Load Flow Calculation			
Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,10 \$

Grid: MINERA DORADO		System Stage: MINERA DORADO		Study Case: Study Case		Annex: / 2				
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compen- sation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	Netload Losses [MW] / [Mvar]
22,90	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	60,00 kV	-0,11	-0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	138,00 kV	-1,24	0,01	-0,02	-0,00
							-0,42	0,00	0,00	-0,00
							1,06	0,00	-0,02	0,03
60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,90 kV	0,11	-1,55	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	138,00 kV	1,25	0,01	-0,02	-0,00
							-0,11	0,00	0,00	0,03
							0,30	0,00	-0,02	-0,00
138,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54			0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,34	22,90 kV	0,42	0,00	0,00	0,00
						60,00 kV	-1,06	0,00	-0,02	-0,00
							-0,29	0,00	-0,02	0,03
Total:	0,00	0,00	0,53	0,00	0,54		0,00	0,00	0,00	-0,00
	0,00	0,00	0,15	0,00	-1,34		0,00	-1,49	0,03	-1,52

	DIGSILENT PowerFactory 16.1.7	Project: Date: 8/17/2018
--	-------------------------------	-----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Modes	1,00 KVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,10 \$

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 3				
Generation	Motor Load	Load	Compen- sation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	No-load Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
0,00	0,00	0,53	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00	-0,00
0,00	0,00	0,15	0,00	-1,34	0,00	-1,49	0,03	-1,52
\PAUVITONK\MINERA DORADO FLUJO\MINERA\Network Model\Network Data\MINERA DORADO								
Total:								
0,00	0,00	0,53	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00	-0,00
0,00	0,00	0,15	0,00	-1,34	0,00	-1,49	0,03	-1,52

Elaboración Propia

Tabla N° 4.184: Resumen del Análisis de Flujo de Potencia con compensación

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/17/2018			
Grid Summary							
Load Flow Calculation			Automatic Model Adaptation for Convergence				
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Max. Acceptable Load Flow Error for				
Automatic Tap Adjust of Transformers			Modes				
Consider Reactive Power Limits			Model Equations				
			No				
			1,00 kVA				
			0,10 \$				
Grid: MINERA DORADO System Stage: MINERA DORADO Study Case: Study Case Annex: / 1							
Grid: MINERA DORADO Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	9	No. of Terminals	0	No. of Lines	4
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	2	No. of sym. Machines	0	No. of asym. Machines	0
No. of Leads	2	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0,00 MW	0,00	Mvar	0,00	MVA	
External Infeed	=	0,54 MW	-1,34	Mvar	1,44	MVA	
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00	Mvar			
Load P (U)	=	0,53 MW	0,15	Mvar	0,55	MVA	
Load P (Un-U)	=	0,53 MW	0,15	Mvar	0,55	MVA	
Motor Load	=	0,00 MW	-0,00	Mvar	0,00	MVA	
Grid Losses	=	0,00 MW	0,00	Mvar			
Line Charging	=	0,00 MW	-1,52	Mvar			
Compensation ind.	=		0,00	Mvar			
Compensation cap.	=		0,00	Mvar			
Installed Capacity	=	0,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0,00	[-]				
Load/Motor	=	0,96	[-]				

Elaboración Propia

I. CASO PROYECTADO.

Los resultados que se observan en este caso son

De las tablas anteriormente descritas podemos decir lo siguiente:

- Los niveles de tensión en la barra HUAN_60kV y ANAN_60kV se encuentra operando por debajo del rango permitido 0.94 y 0.89 respectivamente.
- Los niveles de tensión en el alimentador de 22.9kV de la SE. Azángaro se encuentran entro de los límites permitidos 0.95 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SE. ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 54.59%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 15.77%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024, L- 6026 y L-6025) siendo su máxima cargabilidad 35.61%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 24.93%.

II. CASO PROYECTADO.

Los resultados que se observan en este caso son:

- Los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Huancané y Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido entre 0.89 y 0.80 p.u. respectivamente, los niveles de tensión de en las barras de Ananea 22.9kV se

encuentra entre 0.85 y 0.89 p.u. así mismo se observa que los niveles de tensión en las barras de la SE. Minera se encuentran en 0.79 p.u.

- Los niveles de tensión en el alimentador de 22.9kV de la SE. Azángaro se encuentran dentro de los límites permitidos 0.95 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SET ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 54.59%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 15.95%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L- 6025) siendo su máxima cargabilidad 35.61%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 25.22%.
- El transformador de la SE. Minera el Dorado (T1_0.5MVA) se encuentra operando a una cargabilidad de 66.65%.

4.2. ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN

III. ALTERNATIVA 01:

Los resultados que se observan en este caso son:

- Los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Huancané y Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido entre 0.89 y 0.80 p.u.

respectivamente, los niveles de tensión de en las barras de Ananea 22.9kV se encuentra entre 0.85 y 0.89 p.u. así mismo se observa que el nivel de tensión en la barra de la SE. Minera se encuentra en 0.79 p.u.

- Los niveles de tensión en el alimentador de 22.9kV de la SE. Azángaro se encuentran entro de los límites permitidos 0.95 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SET ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de de 20.42%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 15.95%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L- 6025) siendo su máxima cargabilidad 35.61%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 25.22%.
- El Transformador de la SE. Minera (T1_0.5MVA) se encuentra operando a una cargabilidad de 66.65%

ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN

IV. ALTERNATIVA 2:

- Los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Huancané y Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido entre 0.89 y 0.79 p.u. respectivamente, el nivel de tensión en la barra de Ananea 22.9kV es de 0.84 p.u. así

mismo se observa que los niveles de tensión en la barra de la SE. minera el Dorado se encuentran en 0.78 p.u.

- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SE. ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 54.59%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 29.81%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L- 6025) siendo su máxima cargabilidad 32.60% y 31.07%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 47.03%.
- El transformador de la SE. Minera (T1_0.5MVA) se encuentra operando a una cargabilidad de 68.14% y 67.32%

V. ALTERNATIVA 03.

Los resultados que se observan en este caso son:

- Para mejorar los niveles de tensión en la zona del proyecto y reducir la cargabilidad del transformador de potencia ABB de 15MVA, se calcula mediante la simulación de flujo de potencia que es necesario implementar un banco de condensadores de 200KVAR en la SE. Minera 22.9kV.

- Considerando la implementación de este banco de condensadores, los niveles de tensión en las barras de la Subestación Ananea 60kV se encuentran operando por debajo del rango permitido 0.92 p.u. los niveles de tensión en la barra de Ananea 22.9kV operan dentro del rango permitido 0.99 p.u. así mismo se observa que los niveles de tensión en las barras de la SE. Minera el Dorado se encuentra en 1.03 p.u.
- El transformador ABB de 15MVA instalado en la subestación SE. ANANEA se encuentra operando a una cargabilidad de 53.93%.
- El transformador TR instalado en la SE. Azángaro se encuentra operando a una cargabilidad de 24.71%.
- No se observa sobrecargas en las líneas de transmisión de 60kV (L-6024 y L- 6025) siendo su máxima cargabilidad 25.50% y 23.98%.
- No se observa sobrecarga en las líneas de distribución 22.9kV Azángaro - Ananea siendo su máxima cargabilidad al inicio de este alimentador de 38.93%.
- El Transformador de la SE. Minera el Dorado se encuentra operando a una cargabilidad de 51.02%.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

1. Se realizó la evaluación y análisis de los parámetros de la subestación eléctrica de distribución en 22.9 KV, al realizar el incremento de la compensación reactiva capacitiva en compañía minera el Dorado Ananea – Puno se mejoró el factor de Potencia y la Potencia Reactiva.
2. Se evaluó los parámetros físicos los cuales al evaluar los parámetros tales como Tensión, Potencia Activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, las Potencias, Flujo de Potencia en las Líneas y Subestación y se estableció colocar un banco de condensadores en la Subestación de la Minera para compensar la Potencia Reactiva ya que se cuenta con Electrobombas, utilizando Energía Eléctrica se tendrá ahorro en cuanto al suministro de Energía Eléctrica respecto al generador que se tenía anteriormente en la Mina.
3. Se realizar un análisis teórico en el Marco Teórico del desarrollo del presente trabajo de investigación.
4. Mediante la compensación reactiva capacitiva se seleccionó el equipo más adecuado para la subestación eléctrica, utilizando las tablas de Compensación de Potencia.

CAPITULO VI

RECOMENDACIONES

Continuar con la investigación en este campo del área eléctrica mediante la compensación reactiva al transformador ya que existe diferentes tipos de compensación los cuales se adecuarán de acuerdo a las necesidades técnicas y económicas del sistema a analizar.

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFIA

- ✓ HAYT, WILLIAM H Y KEMMERLY, JACK E. Análisis de Circuitos en Ingeniería (Quinta Edición). México. McGraw-Hill, 1993.
- ✓ IRWIN J.D. Análisis Básico de Circuitos en Ingeniería. 6ed. Limusa Wiley. México. 2003.
- ✓ L. G. E. MENDOZA, Efectos de la instalación de bancos de 290 capacitores en sistemas industriales con presencia de armónicas, 2004.
- ✓ G. H. HERNÁNDEZ, Metodología para la compensación de 295 potencia reactiva en las redes de distribución de energía 296 eléctrica, Mexico, 2002.
- ✓ D.P. KHUTARI, L.I. NAGRATH Sistemas Electricos de Potencia Tercera Edicion MC graw Hill 2008
- ✓ J DUNCAN GLOVE, MULUKUTTA S. SARMA, Analisis y Diseño de Sistemas de Potencia Tercera Edicion 2012
- ✓ H. E. AMADORSOTO, Análisis para ubicación de capacitores en sistemas de distribución poco enmallados utilizando un flujo de cargaprobabilístico, pereira, 2013.

- ✓ J. M. R. VALLEJO y F. H. O. QUINTERO, Metodologías para identificar fuentes armónicas en sistemas eléctricos, pereira, 2007.
- ✓ G. R. CALDERON, Armónicas en sistemas de distribución de energía eléctrica, nuevo leon, 1996.
- ✓ S. A. ARRIETA, Ubicación óptima de bancos de capacitores en sistemas de potencia, nuevo leon, 2002.
- ✓ J. D. D. GUZMAN y J. C. R. LÓPEZ, Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del atlántico, barranquilla, 2015.
- ✓ John J. Grainger, William D. Stevenson. Análisis de sistemas de potencia. Ed. McGraw-Hill. 1996.
- ✓ Balance Nacional de Energía 2012”, Ministerio de Energía y Minas. Lima-Perú, 2013.
- ✓ “20 Guías de eficiencia energética”, Ministerio de Energía y Minas. Lima-Perú, 2008.
- ✓ Protocolo IPMVP”. EVO, Estados Unidos, 2012.
- ✓ Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía, Ministerio de Energía y Minas. Perú, 2009.
- ✓ Portal Web de la Dirección General de Eficiencia Energética, Ministerio de Energía y Minas. Perú, 2015.
- ✓ Energy Management Handbook, Wayne C. Turner, University of Oklahoma. Estados Unidos, 2006.

- ✓ Programa “Modern Industrial Assessment Centers”, US Department of Energy, Estados Unidos, 2014.
- ✓ Software de Eficiencia Energética. US Department of Energy. Estados Unidos, 2014.
- ✓ Norma Internacional ISO 50001: 2011. Energy Management Systems. 2012

ANEXOS

ANEXO N° 01: CONSUMO DE MAXIMA DEMANDA

REPORTE DE CONSUMO DE MAXIMA DEMANDA SUBESTACION AZANGARO 60

KV

FECHA: 17-07-2017

HORAS	K (Volts)	PF	P (kW)	Q (kVAR)
0	60589.70	-96.15	3,921.7	-1,121.6
0.25	60666.69	-96.31	3,490.1	-975.3
0.5	60943.07	-96.18	3,429.9	-976.0
0.75	60849.01	-95.96	3,052.5	-894.5
1	60935.67	-96.26	3,152.6	-887.7
1.25	60927.05	-95.71	3,073.7	-930.7
1.5	60779.52	-95.80	3,107.9	-930.6
1.75	61003.01	-95.50	3,379.7	-1,049.3
2	61008.16	-95.76	3,526.2	-1,061.2
2.25	60471.66	-96.93	3,659.3	-928.1
2.5	60265.56	-96.96	3,960.7	-998.7
2.75	60050.46	-97.05	3,988.4	-991.2
3	60163.39	-97.03	4,191.3	-1,044.4
3.25	60054.25	-97.06	4,112.5	-1,020.3
3.5	60859.99	-95.97	4,415.2	-1,293.7
3.75	60737.34	-95.69	4,540.6	-1,377.8
4	60700.17	-95.90	4,775.5	-1,411.1
4.25	60657.77	-95.75	4,978.6	-1,500.5
4.5	60423.40	-95.63	5,340.1	-1,632.8
4.75	60618.09	-95.57	5,643.8	-1,737.7
5	60462.76	-94.27	5,783.9	-2,047.8
5.25	60373.27	-94.64	5,537.0	-1,889.5
5.5	60257.16	-94.49	5,273.2	-1,827.5
5.75	60370.03	-94.55	4,886.0	-1,682.9
6	60292.00	-94.29	4,289.0	-1,515.8
6.25	60423.29	-92.68	3,529.3	-1,430.2
6.5	60360.39	-91.39	3,280.1	-1,456.6
6.75	60267.68	-92.24	3,611.1	-1,511.7
7	60263.59	-91.28	3,540.2	-1,583.7
7.25	60424.68	-90.16	3,579.8	-1,717.7
7.5	60312.45	-90.39	3,952.3	-1,869.8
7.75	60828.49	-87.49	3,604.0	-1,994.7
8	60815.62	-86.40	3,591.6	-2,093.1
8.25	60699.75	-89.05	4,062.9	-2,075.8

8.5	60686.59	-89.05	4,503.4	-2,300.7
8.75	60633.45	-89.24	4,824.3	-2,438.9
9	60418.30	-88.71	4,694.4	-2,442.4
9.25	60749.49	-85.72	5,470.0	-3,286.2
9.5	60694.30	-86.12	5,746.2	-3,390.9
9.75	60591.52	-86.60	6,190.5	-3,574.9
10	60552.20	-85.97	6,491.2	-3,856.1
10.25	60242.95	-88.14	8,967.4	-4,806.4
10.5	61010.07	-87.80	9,445.6	-5,148.7
10.75	60719.06	32.41	662.5	1,933.5
11	60755.35	31.94	653.2	1,938.0
11.25	60739.13	32.26	650.6	1,908.9
11.5	60896.25	32.06	656.3	1,939.2
11.75	60818.76	31.96	646.8	1,917.8
12	60875.31	31.80	650.4	1,938.7
12.25	60168.93	-95.25	3,753.4	-1,200.7
12.5	60809.16	-90.53	5,693.1	-2,670.7
12.75	60984.36	-89.64	6,467.2	-3,197.1
13	61050.06	-90.06	6,712.9	-3,240.1
13.25	61012.25	-90.03	7,062.8	-3,414.0
13.5	60757.82	-79.43	5,320.7	-4,069.1
13.75	60660.84	-81.59	5,745.0	-4,071.8
14	60512.53	-83.66	6,202.6	-4,060.9
14.25	60491.54	-83.20	6,153.9	-4,103.6
14.5	60178.57	-83.37	6,574.1	-4,354.1
14.75	60899.83	-82.60	6,428.5	-4,386.3
15	61025.19	-83.33	6,748.3	-4,477.4
15.25	60856.03	-84.11	6,719.8	-4,321.8
15.5	60927.52	-84.41	6,972.7	-4,428.6
15.75	60822.18	-85.97	7,226.7	-4,294.1
16	60749.66	-85.42	7,421.8	-4,517.5
16.25	60728.21	-85.49	7,866.9	-4,774.2
16.5	60746.09	-86.22	8,339.7	-4,899.6
16.75	60614.16	-86.59	7,812.9	-4,514.0
17	60844.10	-87.76	8,079.9	-4,414.1
17.25	60741.85	-88.65	8,228.5	-4,295.3
17.5	60489.14	-89.96	8,020.9	-3,893.5
17.75	60654.74	-91.51	7,725.3	-3,403.2
18	60812.70	-91.41	7,216.2	-3,201.8
18.25	60630.31	-92.86	7,110.9	-2,842.7
18.5	60966.14	-95.38	6,830.2	-2,151.8
18.75	60959.79	-95.45	7,059.4	-2,205.7
19	60958.98	-95.53	7,045.1	-2,180.6
19.25	61238.82	-95.23	7,026.4	-2,250.6

19.5	60806.80	-95.68	7,048.9	-2,141.3
19.75	60710.48	-95.84	6,703.0	-1,996.2
20	60765.51	-96.55	6,877.8	-1,855.3
20.25	60710.13	-96.29	7,311.8	-2,048.8
20.5	60948.53	-96.13	7,334.0	-2,102.8
20.75	60875.08	-95.81	6,994.8	-2,091.3
21	61060.66	-95.53	6,910.7	-2,139.5
21.25	61021.87	-95.81	7,173.1	-2,145.8
21.5	60694.39	-95.86	7,266.1	-2,157.5
21.75	60879.10	-95.49	6,580.6	-2,045.6
22	60813.42	-94.87	6,564.9	-2,188.9
22.25	60160.23	-94.48	6,927.7	-2,402.7
22.5	60305.56	-94.18	7,079.6	-2,526.7
22.75	60529.18	-93.79	6,935.5	-2,565.1
23	60525.67	-93.69	6,372.4	-2,377.5
23.25	60748.39	-93.41	6,316.8	-2,415.0
23.5	61004.81	-93.80	5,580.1	-2,061.8
23.75	60964.63	-93.53	5,280.4	-1,997.4

REPORTE DE CONSUMO DE MAXIMA DEMANDA SUBESTACION HUANCANE 60

KV

FECHA: 17-07-2017

HORA	HORAS	PF	P (kW)	Q (kVAR)
12:00:00 a.m.	0	80.47	636.52	469.5
12:15:00 a.m.	0.25	81.44	639.1	455.4
12:30:00 a.m.	0.5	80.78	632.8	461.7
12:45:00 a.m.	0.75	80.95	626.2	454.2
01:00:00 a.m.	1	79.02	609.4	472.6
01:15:00 a.m.	1.25	79.52	609.5	464.7
01:30:00 a.m.	1.5	79.74	604.6	457.6
01:45:00 a.m.	1.75	79.90	601.6	452.9
02:00:00 a.m.	2	79.85	606.4	457.1
02:15:00 a.m.	2.25	80.05	606.9	454.4
02:30:00 a.m.	2.5	78.58	591.4	465.4
02:45:00 a.m.	2.75	78.33	597.4	474.2
03:00:00 a.m.	3	80.37	619.9	458.9
03:15:00 a.m.	3.25	80.22	620.3	461.7
03:30:00 a.m.	3.5	83.17	649.0	433.3
03:45:00 a.m.	3.75	82.64	655.2	446.4
04:00:00 a.m.	4	80.17	633.8	472.6
04:15:00 a.m.	4.25	81.07	655.1	473.1
04:30:00 a.m.	4.5	82.45	682.6	468.5
04:45:00 a.m.	4.75	83.08	711.6	476.8
05:00:00 a.m.	5	84.48	749.0	474.5
05:15:00 a.m.	5.25	85.51	786.5	476.9
05:30:00 a.m.	5.5	88.98	875.3	448.9
05:45:00 a.m.	5.75	89.66	925.9	457.4
06:00:00 a.m.	6	90.34	937.0	444.7
06:15:00 a.m.	6.25	88.70	854.7	444.9
06:30:00 a.m.	6.5	86.92	803.4	456.9
06:45:00 a.m.	6.75	86.77	797.4	456.7
07:00:00 a.m.	7	86.91	784.6	446.6
07:15:00 a.m.	7.25	86.24	764.0	448.4
07:30:00 a.m.	7.5	87.07	747.2	422.1
07:45:00 a.m.	7.75	85.18	705.1	433.6
08:00:00 a.m.	8	83.86	664.6	431.8
08:15:00 a.m.	8.25	86.42	677.9	394.7
08:30:00 a.m.	8.5	83.24	634.0	422.1
08:45:00 a.m.	8.75	83.22	631.4	420.7
09:00:00 a.m.	9	82.52	629.9	431.2

09:15:00 a.m.	9.25	83.57	639.7	420.4
09:30:00 a.m.	9.5	83.17	628.0	419.2
09:45:00 a.m.	9.75	83.05	626.7	420.3
10:00:00 a.m.	10	82.38	620.6	427.0
10:15:00 a.m.	10.25	81.88	627.7	440.2
10:30:00 a.m.	10.5	80.09	601.8	450.0
10:45:00 a.m.	10.75	88.55	660.6	346.5
11:00:00 a.m.	11	88.24	664.0	354.1
11:15:00 a.m.	11.25	89.24	644.8	326.0
11:30:00 a.m.	11.5	88.33	654.7	347.5
11:45:00 a.m.	11.75	87.70	634.3	347.5
12:00:00 p.m.	12	90.19	679.5	325.4
12:15:00 p.m.	12.25	82.83	611.2	413.5
12:30:00 p.m.	12.5	82.59	602.8	411.5
12:45:00 p.m.	12.75	81.45	602.9	429.4
01:00:00 p.m.	13	81.66	603.4	426.4
01:15:00 p.m.	13.25	80.77	575.5	420.1
01:30:00 p.m.	13.5	81.21	582.4	418.5
01:45:00 p.m.	13.75	80.17	577.2	430.3
02:00:00 p.m.	14	77.39	543.9	445.0
02:15:00 p.m.	14.25	76.30	529.7	448.7
02:30:00 p.m.	14.5	78.31	498.6	396.0
02:45:00 p.m.	14.75	80.89	522.7	380.0
03:00:00 p.m.	15	78.15	553.3	441.8
03:15:00 p.m.	15.25	78.01	550.4	441.5
03:30:00 p.m.	15.5	79.14	570.4	440.6
03:45:00 p.m.	15.75	79.33	570.7	437.9
04:00:00 p.m.	16	78.09	564.3	451.3
04:15:00 p.m.	16.25	80.17	588.6	438.9
04:30:00 p.m.	16.5	78.36	571.5	453.1
04:45:00 p.m.	16.75	79.52	585.3	446.2
05:00:00 p.m.	17	80.06	604.2	452.1
05:15:00 p.m.	17.25	84.97	691.2	428.8
05:30:00 p.m.	17.5	89.90	851.9	414.9
05:45:00 p.m.	17.75	96.96	1,344.9	339.1
06:00:00 p.m.	18	97.79	1,619.3	346.1
06:15:00 p.m.	18.25	98.34	1,803.6	333.0
06:30:00 p.m.	18.5	98.86	1,940.2	295.1
06:45:00 p.m.	18.75	98.80	1,950.4	304.6
07:00:00 p.m.	19	98.73	1,939.9	312.3
07:15:00 p.m.	19.25	98.57	1,886.1	322.8
07:30:00 p.m.	19.5	98.29	1,813.6	339.4
07:45:00 p.m.	19.75	98.10	1,744.5	345.3
08:00:00 p.m.	20	97.76	1,649.2	355.4

08:15:00 p.m.	20.25	97.31	1,549.2	366.5
08:30:00 p.m.	20.5	96.73	1,449.9	380.0
08:45:00 p.m.	20.75	96.48	1,344.5	366.7
09:00:00 p.m.	21	95.54	1,256.9	388.6
09:15:00 p.m.	21.25	94.16	1,152.3	412.1
09:30:00 p.m.	21.5	93.13	1,056.6	413.1
09:45:00 p.m.	21.75	91.82	971.3	419.0
10:00:00 p.m.	22	90.24	900.4	429.8
10:15:00 p.m.	22.25	87.54	820.0	452.9
10:30:00 p.m.	22.5	85.42	762.0	463.8
10:45:00 p.m.	22.75	84.69	726.7	456.3
11:00:00 p.m.	23	82.56	682.3	466.3
11:15:00 p.m.	23.25	81.64	661.9	468.1
11:30:00 p.m.	23.5	81.71	654.3	461.6
11:45:00 p.m.	23.75	80.80	637.0	464.6

REPORTE DE CONSUMO DE MAXIMA DEMANDA SUBESTACION ANANEA 60 KV

FECHA: 17-07-2017

HORA	HORAS	PF	P (kW)	Q (kVAR)
12:00:00 a.m.	0	-75.11	3,321.4	-2,919.6
12:15:00 a.m.	0.25	-70.21	2,715.9	-2,754.8
12:30:00 a.m.	0.5	-69.79	2,681.9	-2,752.3
12:45:00 a.m.	0.75	-65.69	2,335.6	-2,681.1
01:00:00 a.m.	1	-66.74	2,456.1	-2,740.6
01:15:00 a.m.	1.25	-66.37	2,403.8	-2,709.3
01:30:00 a.m.	1.5	-66.56	2,465.5	-2,764.2
01:45:00 a.m.	1.75	-70.14	2,763.3	-2,808.3
02:00:00 a.m.	2	-70.11	2,809.2	-2,856.8
02:15:00 a.m.	2.25	-71.67	3,005.4	-2,924.0
02:30:00 a.m.	2.5	-76.10	3,170.3	-2,702.9
02:45:00 a.m.	2.75	-76.54	3,227.1	-2,713.0
03:00:00 a.m.	3	-78.59	3,446.4	-2,711.4
03:15:00 a.m.	3.25	-77.78	3,306.8	-2,672.0
03:30:00 a.m.	3.5	-77.76	3,568.9	-2,885.7
03:45:00 a.m.	3.75	-78.07	3,728.7	-2,984.5
04:00:00 a.m.	4	-80.15	4,064.2	-3,032.3
04:15:00 a.m.	4.25	-79.66	4,094.0	-3,106.3
04:30:00 a.m.	4.5	-81.30	4,358.1	-3,121.1
04:45:00 a.m.	4.75	-82.55	4,679.4	-3,198.8
05:00:00 a.m.	5	-82.66	4,884.0	-3,325.6
05:15:00 a.m.	5.25	-79.76	4,421.7	-3,344.2
05:30:00 a.m.	5.5	-78.85	4,171.8	-3,253.6
05:45:00 a.m.	5.75	-76.70	3,894.8	-3,258.2
06:00:00 a.m.	6	-73.00	3,362.4	-3,147.8
06:15:00 a.m.	6.25	-63.53	2,589.5	-3,147.4
06:30:00 a.m.	6.5	-60.63	2,445.3	-3,206.9
06:45:00 a.m.	6.75	-64.85	2,765.0	-3,245.6
07:00:00 a.m.	7	-62.55	2,644.2	-3,298.0
07:15:00 a.m.	7.25	-61.66	2,664.3	-3,401.9
07:30:00 a.m.	7.5	-66.17	2,994.0	-3,392.2
07:45:00 a.m.	7.75	-59.25	2,660.2	-3,616.7
08:00:00 a.m.	8	-59.55	2,713.1	-3,660.3
08:15:00 a.m.	8.25	-64.57	3,131.7	-3,703.4
08:30:00 a.m.	8.5	-69.84	3,730.6	-3,823.5
08:45:00 a.m.	8.75	-71.27	3,883.7	-3,822.3
09:00:00 a.m.	9	-70.88	3,955.0	-3,936.2

09:15:00 a.m.	9.25	-70.20	4,495.0	-4,560.0
09:30:00 a.m.	9.5	-72.35	4,814.6	-4,594.3
09:45:00 a.m.	9.75	-74.34	5,183.5	-4,663.3
10:00:00 a.m.	10	-74.47	5,463.1	-4,896.7
10:15:00 a.m.	10.25	-82.81	7,717.7	-5,225.0
10:30:00 a.m.	10.5	-83.56	8,099.2	-5,324.4
10:45:00 a.m.	10.75	100.00	0.0	0.0
11:00:00 a.m.	11	100.00	0.0	0.0
11:15:00 a.m.	11.25	100.00	0.0	0.0
11:30:00 a.m.	11.5	100.00	0.0	0.0
11:45:00 a.m.	11.75	100.00	0.0	0.0
12:00:00 p.m.	12	100.00	0.0	0.0
12:15:00 p.m.	12.25	-71.87	2,852.0	-2,758.9
12:30:00 p.m.	12.5	-77.79	4,930.5	-3,983.2
12:45:00 p.m.	12.75	-78.66	5,550.7	-4,357.1
01:00:00 p.m.	13	-80.33	5,884.6	-4,362.2
01:15:00 p.m.	13.25	-81.12	6,135.4	-4,422.6
01:30:00 p.m.	13.5	-65.31	4,522.8	-5,244.8
01:45:00 p.m.	13.75	-68.00	4,787.9	-5,161.9
02:00:00 p.m.	14	-71.21	5,254.4	-5,180.5
02:15:00 p.m.	14.25	-72.01	5,316.5	-5,123.4
02:30:00 p.m.	14.5	-74.23	5,649.0	-5,099.6
02:45:00 p.m.	14.75	-71.52	5,421.0	-5,297.3
03:00:00 p.m.	15	-73.57	5,780.6	-5,321.7
03:15:00 p.m.	15.25	-73.49	5,715.2	-5,274.0
03:30:00 p.m.	15.5	-74.80	6,014.6	-5,336.1
03:45:00 p.m.	15.75	-77.73	6,395.7	-5,176.5
04:00:00 p.m.	16	-76.94	6,390.5	-5,304.9
04:15:00 p.m.	16.25	-78.22	6,785.0	-5,404.6
04:30:00 p.m.	16.5	-79.91	7,190.5	-5,409.1
04:45:00 p.m.	16.75	-79.29	6,890.3	-5,294.6
05:00:00 p.m.	17	-80.15	6,710.2	-5,006.6
05:15:00 p.m.	17.25	-81.73	7,059.4	-4,977.4
05:30:00 p.m.	17.5	-82.16	6,629.5	-4,599.7
05:45:00 p.m.	17.75	-80.97	5,982.4	-4,335.3
06:00:00 p.m.	18	-78.22	5,230.8	-4,165.8
06:15:00 p.m.	18.25	-78.98	5,076.5	-3,942.4
06:30:00 p.m.	18.5	-81.67	4,700.9	-3,321.9
06:45:00 p.m.	18.75	-82.25	4,796.0	-3,317.1
07:00:00 p.m.	19	-82.73	4,920.5	-3,341.8
07:15:00 p.m.	19.25	-81.66	4,878.8	-3,448.5
07:30:00 p.m.	19.5	-82.89	4,871.7	-3,287.2
07:45:00 p.m.	19.75	-81.99	4,625.0	-3,229.8
08:00:00 p.m.	20	-84.90	4,960.1	-3,087.1

08:15:00 p.m.	20.25	-86.37	5,463.2	-3,188.7
08:30:00 p.m.	20.5	-86.23	5,464.5	-3,208.7
08:45:00 p.m.	20.75	-85.41	5,413.7	-3,296.4
09:00:00 p.m.	21	-85.67	5,513.0	-3,320.1
09:15:00 p.m.	21.25	-86.55	5,765.8	-3,337.4
09:30:00 p.m.	21.5	-86.71	5,613.1	-3,224.9
09:45:00 p.m.	21.75	-85.39	5,391.1	-3,285.3
10:00:00 p.m.	22	-84.32	5,338.1	-3,403.8
10:15:00 p.m.	22.25	-85.27	5,760.4	-3,528.7
10:30:00 p.m.	22.5	-85.63	6,090.6	-3,673.6
10:45:00 p.m.	22.75	-84.38	5,830.8	-3,707.7
11:00:00 p.m.	23	-83.66	5,583.5	-3,655.8
11:15:00 p.m.	23.25	-82.39	5,402.3	-3,716.1
11:30:00 p.m.	23.5	-80.47	4,721.3	-3,483.2
11:45:00 p.m.	23.75	-78.26	4,374.2	-3,479.2

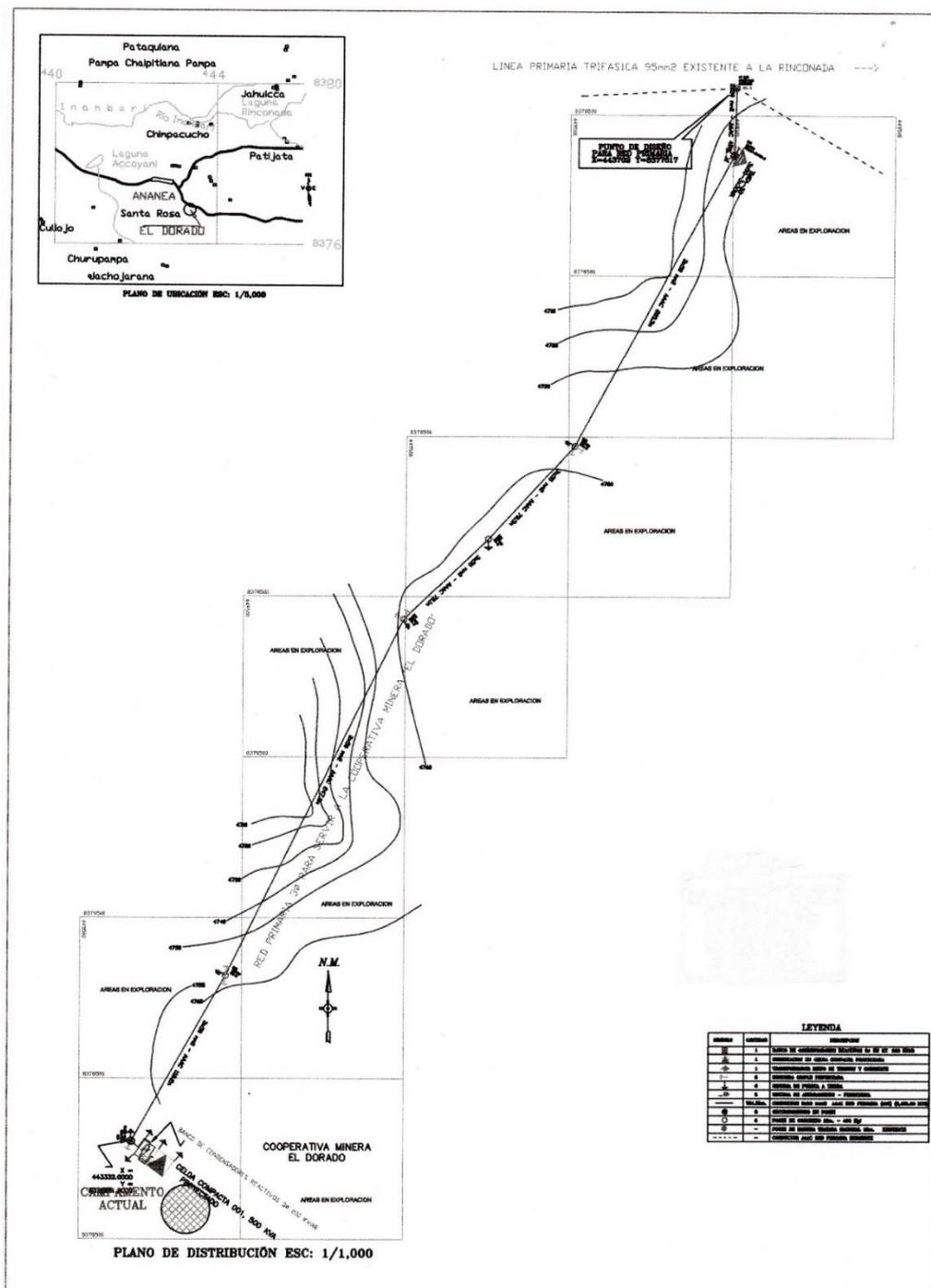
ANEXO N° 02: PLANOS

PLANO GENERAL DE R.P. y SUBESTACION EN 22,9 KV

GEN - 001

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION EN 22,9/0.38-0.22 KV, 3ø, 500 KVA

GEN - 002



PLANO GENERAL DE R.P. y SUBESTACION EN 22,9 KV

