



República de Cuba.
Ministerio de Educación Superior.
Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.
Dr. Antonio Núñez Jiménez.
Facultad de Metalurgia y Electromecánica.
Departamento de Eléctrica.

Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Eléctrico.

*Título: Estudio de la propuesta de sustitución del
voltaje de distribución de 6kV por 13.8kV para el
proyecto FerroNíquel.*

Autor: Ariennis Suárez Frómeta

*Tutores: MsC. Ileana Gonzáles Palau
Ing. Víctor Montero Mendoza*

Declaración de Autoridad

Yo: Ariennis Suárez Frómeta

Autor de este Trabajo de Diploma junto con la M.Sc. Ileana Gonzáles Palau y el ing. Víctor Montero Mendoza, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez", el cual podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Pensamiento:

El revolucionario no mira de que lado se vive mejor, sino de qué lado está el deber

Ernesto Guevara de la Serna

Dedicatoria:

Dedico este trabajo de diploma especialmente a mis padres: Martha Frómeta Rueda y Arcio Suárez Cala, por ser ellos la inspiración y el apoyo espiritual tan necesario en mi formación.

Agradecimientos:

Agradezco en primer lugar a la Revolución, que me ha brindado la posibilidad de formarme como profesional.

A mis tutores Ileana Gonzáles Palau y Víctor Montero Mendoza por su ayuda en la confección de éste trabajo.

A todas aquellas personas que de una forma u otra han puesto su granito de arena en la confección de este trabajo.

A mis amigos que depositaron toda su confianza.

A todos de corazón infinitas gracias.

Resumen

Es de gran importancia para el país reducir los costos en la inversión de la nueva planta de ferroníquel en Moa, y a la vez aumentar su confiabilidad. Por tal motivo es necesario un estudio que permita la propuesta de recomendaciones para dar solución al problema que representa la conversión de un sistema de distribución eléctrica, disminuyendo los costos de la inversión mediante las propuestas factibles.

El presente trabajo de investigación incluye el cálculo de conductores y transformadores y el planteamiento de variantes para la ubicación y el suministro eléctrico de la nueva empresa de ferroníquel, las cuales son de vital importancia en la correcta elección de las propuestas finales.

El contenido del trabajo se dividió en tres capítulos, definidos de la siguiente manera:

Capítulo 1: En este capítulo se exponen las características del nuevo proyecto Ferroníquel, su proceso tecnológico, se describe el sistema de suministro eléctrico de la empresa: variantes de las propuestas de su conexión al SEN, la demanda de energía eléctrica y su distribución, y, su generación de energía de emergencia.

Capítulo 2: Se realizan los cálculos y análisis para proponer la subestación de distribución de 33/13.8 kV en sustitución de la de 33/6 kV: se dan a conocer las cargas a alimentar, se actualiza el esquema monolineal, se seleccionan los transformadores de potencia de la subestación, los conductores, y los dispositivos de protección y control.

Capítulo 3: En este capítulo se realiza el análisis económico del proyecto Ferroníquel en general, se comparan económicamente las variantes de su ubicación, y se evalúan las opciones de su suministro eléctrico.

Finalmente se emitieron conclusiones y recomendaciones como consecuencia del estudio realizado.

Summary

It is of great importance for the country to reduce the costs of the construction of the new ferroníquel plant in Moa, for such a reason it was necessary a study that allows the proposal of recommendations to give solution to the problem, diminishing the costs of the investment by means of the feasible proposals.

The present investigation work includes the calculation of cables and transformers and the position of variants for the location and the electric supply of the new ferroníquel company, which are of vital importance in the correct election of the final proposals.

The content of the work was divided in three chapters, defined in the following way:

Chapter 1: In this chapter the characteristics of the new project Ferroníquel is exposed, its technological process, the system of electric supply of the company is described: variants of the proposals of their connection to the SEN, the electric power demand and their distribution, and, their generation of emergency energy.

Chapter 2: They are carried out the calculations and analysis to propose the substation of distribution of 33/13.8 kV: they are given to know the loads to feed, the outline diagram is upgraded, the power transformers of the substation, the cables, and the protection and control devices are selected.

Chapter 3: In this chapter is carried out the general economic analysis of the Ferroníquel project, they are compared economically the variants of their location and the options of their electric supply are evaluated.

Finally, conclusions and recommendations like consequence of the carried out study were emitted.

Tabla de contenido

Introducción general	1
Capítulo 1	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Caracterización de la Planta de Ferroníquel.	1
1.2.1 Descripción del flujo tecnológico de la empresa.	3
1.2.2 Capacidad de la planta de Ferroníquel y su eficiencia de operación.	7
1.3 Descripción del sistema de suministro eléctrico.	8
1.3.1 Variantes propuestas de conexión de Ferroníquel a la red del SEN.	10
1.3.2 Energía eléctrica.	13
1.3.3 Generación de energía de emergencia.....	15
1.4 Corrección del Factor de Potencia de la planta.....	17
1.5 Conclusiones.....	18
Capítulo 2	19
2.1 Introducción.....	19
2.2 Características de la subestación de distribución.....	19
2.3 Selección de los transformadores de fuerza.....	23
2.3.1 Cálculo técnico económico de los transformadores.	27
2.4 Conductores eléctricos.....	29
2.4.1 Selección del calibre de los conductores.....	32
2.4.1.1 Selección de conductores por el método de densidad económica de la corriente.	36
2.4.2 Selección de conductores por la norma de la American Wire Gage (AWG)..	37
2.5 Equipos de protección y control.....	39
2.5.1 Interruptores.....	40
2.5.2 Relés diferenciales.....	41
2.5.3 Transformadores de corriente.....	41
2.5.4 Transformadores de potencial	42
2.5.5 Ubicación de los dispositivos de protección.....	42
2.5.6 Cálculo de los pararrayos de la subestación.	43
2.5.7 Sistema de puesta de tierra.....	44
2.6 Conclusiones.....	48
Capítulo 3	49
3.1 Introducción.....	49
3.2 Evaluación económica – financiera del proyecto y factibilidad económica.....	49
3.2.1 Fuerza de Trabajo.....	52
3.2.1.1 Categorías de la fuerza de trabajo:.....	53
3.3 Comparación de las variantes de localización del proyecto Ferroníquel	54
3.3.1 Evaluación preliminar del costo de las alternativas de suministro eléctrico a la planta de ferroníquel.....	55
3.3.2 Evaluación del costo de la propuesta de sustitución de voltaje de distribución de 6kV por 13.8kV.	56
3.4 Valoración ecológica e impacto ambiental.....	57
3.4.1 Contaminación y nocividad.....	58
3.4.2 Soluciones Previstas.....	59
3.4.3 Otras cuestiones de interés medioambiental.....	60
3.5 Conclusiones.....	61
Conclusiones Generales.....	62
Recomendaciones	63
Bibliografía.....	64

Anexos:.....	65
Anexo1. Variantes de conexión al SEN.....	65
Anexo 2. Catálogos de transformadores.....	68
Anexo 3. Cableado de 13.8 kV.....	69
Anexo 4. Catálogos de la AWG.....	70
Anexo 5. Materiales y costos de la subestación de las Camariocas.....	71
Anexo 6. Concesión minera.....	73
Anexo 7. Tasa de Cambio usada por CAPEX.....	73
Anexo 8. Valores correspondientes al factor F.T.....	74
Anexo 9. Valores correspondientes al factor FC.....	74

Introducción general

Cuba es el quinto productor de níquel del mundo y está entre los dos primeros en términos de recursos de lateritas de níquel. Los recursos están ubicados fundamentalmente al nordeste del país, en las regiones de Mayarí – Moa - Baracoa.

Con el triunfo de la revolución, y como consecuencia del bloqueo económico, nuestro país tuvo que buscar nuevos mercados, siendo la antigua Unión Soviética el principal aliado económico y del cual se asimilaron las nuevas tecnologías y sus normas, las cuales eran muy distintas a las normas occidentales, en cuanto a electricidad se refiere, en el país se impusieron los criterios técnicos del antiguo campo socialista respecto a la transmisión y distribución de energía eléctrica. Actualmente está en progreso el proyecto de Ferroníquel, el cual prevé la primera instalación en Cuba en utilizar un proceso pirometalúrgico para la obtención de un producto de níquel (ferroníquel). Puesto que aún persisten en algunas industrias del níquel niveles de tensión de distribución de 6 kV, heredados del antiguo campo socialista, se decidió cambiar esta tensión a 13.8 kV en la nueva planta de Ferroníquel, con el fin de introducir nuevas tecnologías y que ésta tenga una mayor eficiencia tanto productiva como económica.

Situación problemática

Para disminuir los costos en el nuevo proyecto de Ferroníquel y teniendo en cuenta la decisión de no utilizar una parte de las construcciones civiles de las instalaciones de la planta de Las Camariocas, se hace necesario la transición del voltaje de la subestación de distribución de 33/6 a 33/13.8 kV en la nueva planta de ferroníquel.

Hipótesis

Con el estudio de la propuesta de sustitución del voltaje en la subestación de distribución, a partir del análisis del comportamiento de las principales variables del sistema se logrará una mayor eficiencia de la empresa.

Objetivo general

Proponer la sustitución de la subestación de distribución de 33/6 a 33/13.8 kV en el proyecto de Ferroníquel.

Tareas

- Estudio completo del comportamiento energético del sistema de distribución.
- Determinación de las cargas a alimentar.
- Selección de transformadores para el nuevo nivel de tensión.
- Actualización de la carga en el lado de 13.8 kV.

Capítulo 1

Características de la Planta de Ferroníquel

1.1 Introducción

1.2 Caracterización de la Planta de Ferroníquel.

1.3 Descripción del sistema de suministro eléctrico.

1.4 Corrección del factor de potencia de la planta.

1.5 Conclusiones.

1.1 Introducción.

En este capítulo se exponen las características generales del proyecto Ferroníquel (FeNi), que permiten un acercamiento inicial al mismo. Se exponen las características del sistema de suministro eléctrico de la empresa, así como los aspectos físicos que permitirán realizar un estudio de las características de dicho sistema.

1.2 Caracterización de la Planta de Ferroníquel.

La Empresa FerroNíquel Minera S.A. (EFMSA), en conjunto con la firma Yamanigüey SA (cubano) y la Empresa de Producción Social Minera Nacional C.A. (venezolano), han iniciado el desarrollo del proyecto FerroNíquel.

Será una instalación compacta de unas 77 hectáreas destinada a la producción de Ferroníquel con un contenido de níquel del 33%, la nueva Planta se estima que producirá aproximadamente 67 500 toneladas métricas de ferroníquel metálico con un contenido de 22 300 toneladas métricas de níquel por año (tabla 1.1), puestas en el puerto de Moa para su exportación.

La planta contará con instalaciones que incluyen los procesos de beneficio, apilado, mezclado, secado así como los procesos de calcinado con dos hornos rotatorios

horizontales, fundición mediante un horno de corriente alterna, refinación del producto final y granulación de la escoria.

Adicionalmente están las áreas de servicios e infraestructura relacionada con el proyecto como el tratamiento de gas, trituración del carbón, subestación eléctrica, suministro y enfriamiento de agua de granulación y tratamiento, almacenamientos diversos, oficinas, talleres, redes técnicas, etc.

Tabla 1.1 Producción anual estimada de la Planta

	1.85% Ni en el mineral	1.74% Ni en el mineral
mineral a los secaderos	1,407,297	1,407,297
Níquel en el mineral	26,035	24,487
Producción anual de ferroníquel crudo	73,897	69,211
Recuperación de ferroníquel crudo (%)	93.67	93.27
Níquel en ferroníquel crudo	24,386	22,840
Recuperación de refinado (TBC) %	99	99
Níquel en ferroníquel refinado	24,142	22,611

Se analizaron variantes para la ubicación de la Planta, el caso "base" sería ubicarla en la planta en construcción de Las Camariocas, a 10Km de la entrada del Puerto de Moa; como variante uno se planteo ubicarla en el antiguo Campamento Minero de la Pedro Soto Alba, el cual se encuentra a 12Km de la entrada del Puerto de Moa; la variante dos propone ubicarla en la cabeza del transportador a 11Km del Puerto; con la variante tres se propone ubicarla a 9,5Km del Puerto frente a la Planta de Pulpa de la PSA; y por ultimo la variante cuatro plantea ubicarlo a 7,5Km del Puerto, en la zona conocida como Vista Alegre.

Con el objetivo fundamental de disminuir los costos de operación a partir de las condiciones actuales de la economía mundial en la que nos desenvolvemos y que ha provocado una baja sostenida del precio de los metales y en especial el níquel, es factible ubicar la planta en una localización cercana a la concesión minera, para este estimado preliminar se tomó como base el mismo proyecto ubicándolo en el centro de masa del área de la concesión minera Moa Occidental y colindante con el yacimiento de Yamanigüey (primera variante), o en Zona A (segunda variante), aunque aún el área de construcción no existe.

1.2.1 Descripción del flujo tecnológico de la empresa.

La filosofía que se utilizó para definir el proceso metalúrgico en el proyecto (figura 1.1) fue siempre la de diseñar un proceso tan cercano como sea posible a la tecnología probada de HRHE (Horno Rotatorio - Horno Eléctrico) mientras que se reconocen las capacidades y limitaciones del equipamiento usado en las etapas iniciales de una planta CARON (proceso de lixiviación carbonato amoniacal, utilizado en las Camariocas). Otra parte importante del proceso de diseño es un solo horno de alta potencia. Esto optimiza el uso del capital, mientras que resuelve los objetivos totales del proyecto. Con esto en mente, el diseño de planta puede ser resumido a lo siguiente:

1. Recepción, almacenaje y reclamación de la materia prima.

El mineral se transfiere desde la mina directamente a la sección de trituración para posteriormente llegar a las pilas de mineral húmedo en el depósito de homogenización de la planta.

Se utilizan dos reclamadores/apiladores de cubos sobre rieles para construir y reclamar de las pilas (cuatro, de 10 días cada una, a 30% de humedad). El mineral húmedo se transfiere a las tolvas de alimentación dentro del edificio de secaderos.

2. Secado.

En el área de secado, dos secadores rotatorios reducen el contenido de humedad del mineral de 26 a 10-15% (máximo contenido de humedad de diseño de 30%), las cámaras de combustión a fuel oil, carbón, diesel o GLP suministran energía para el secado.

Los gases de salida a 150 °C de cada secadero se envían a su propio electro filtro para la extracción de los gases. El gas limpio se descarga a la atmósfera por vía de una chimenea de acuerdo con los estándares medioambientales. El polvo recuperado es enviado neumáticamente a una tolva de polvo y luego se alimenta a una planta de aglomeración.

3. Calcinación.

La alimentación (conteniendo mineral, polvo aglomerado y reductor) pasa por los Hornos Horizontales Rotatorios e intercambia calor con los gases calientes, oriundos de una cámara de combustión a fuel oil, carbón, diesel o GLP, incrementados o no con aire terciario de ventiladores ubicados sobre el cuerpo del

horno. Los fenómenos metalúrgicos observados son los mismos del horno Herreshoff, pero el tiempo de residencia es mayor.

4. Preparación del carbón.

Considerando que ahora será utilizado carbón, tanto como reductor, como combustible se concibe lo siguiente para el área de almacenamiento y trituración. El patio de carbón será parcialmente cubierto. El carbón será recuperado con una cargadora frontal, alimentando una tolva con grilla. El carbón será triturado con triturador de rodillos y el producto será transportado al silo de carbón reductor o al sistema de alimentación de la molienda.

La molienda de carbón está concebida, teniendo en cuenta la descarga única al sistema de transporte neumático para los silos próximos a los quemadores de los hornos de calcinación.

5. Manejo de Polvo y Aglomeración.

El polvo capturado en los sistemas de salida de gases de la planta (secadero, hornos de calcinación, hornos eléctricos, electro filtro, y edificio de colección secundario) se transferirán a una tolva de almacenaje de 800 toneladas en el área de aglomeración por transportador neumático.

A partir de la descarga del silo, el polvo será transportado neumáticamente a la parte superior de la torre de aglomeración, donde se mezclará con agua y se alimentará a un mezclador de paletas para formar micro pellets de 1 a 3mm de diámetro. Los micro pellets se transferirán por cinta transportadora al transportador de alimentación de los hornos rotatorios horizontales.

6. Fundición.

La calcina se funde en un horno eléctrico circular de 85 MW de CA. La calcina a 800°C se alimenta al horno eléctrico a través de veintisiete puntos de alimentación desde nueve tolvas de alimentación al horno ubicadas en la parte superior. El carbono y el carbón residuales en la calcina completan la reducción de níquel y hierro para lograr el contenido definido de ferroníquel de 33% de níquel.

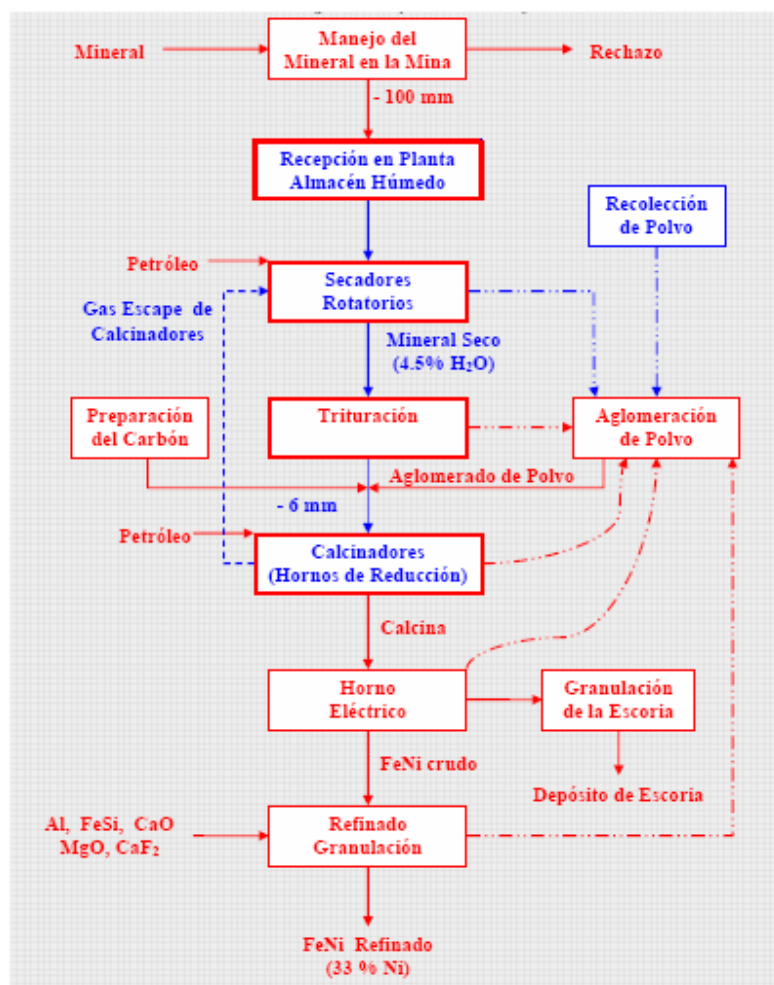


Figura 1.1 Diagrama Simplificado de Flujo de Proceso

El ferroníquel crudo (a 1500°C) se extrae periódicamente del horno eléctrico y se transporta al área de refinación utilizando cucharas. La escoria a 1625°C es extraída casi continuamente y alimentada a los tanques de granulación. El monóxido de carbono resultante del baño de fundición en el horno es combustionado parcialmente en la parte libre del horno por la infiltración de aire. Los gases calientes combustionados de salida (850°C) del horno eléctrico se conducen a un enfriador de irrigación para reducir la temperatura del gas a 350°C y el gas es dirigido a un electro filtro para recuperar cualquier polvo. El polvo de salida del colector del horno se mezcla con el gas enfriado del electro filtro y se libera a la atmósfera a través de la chimenea. El polvo recuperado se envía neumáticamente para ser aglomerado.

7. Granulación de Escoria

En el área de granulación de escoria, la escoria fundida sale de los hornos eléctricos a las bahías de hormigón armado individuales para cada salida de escoria (con una bahía de emergencia por horno). La escoria se depositará en el piso y el agua drenará por gravedad; la retirada de la escoria por cargadora frontal, cargando directamente en camiones; el drenado llevará el agua hasta una pileta de decantación y su trasbordo seguirá para piletas de enfriamiento, torres u otro sistema a ser estudiado durante la ingeniería básica; el agua enfriada quedará almacenada en local apropiado para ser bombeada nuevamente hasta los picos de granulación de manera adecuada.

8. Refinación y Formación de Perdigones

El ferroníquel crudo extraído del horno de fundición contiene impurezas, principalmente azufre, fósforo, carbono y oxígeno, que necesitan extraerse durante la refinación para satisfacer las especificaciones del ferroníquel.

El metal líquido se extrae del horno en cucharas de 40 toneladas y el ferroníquel crudo es “matado” utilizando ferro-silicona para extraer oxígeno del metal fundido. Se añade escoria de cal (CaO) y se calienta el ferroníquel a 1600°C. Los materiales de flujo incluyendo el fluoespato y la alúmina se añaden para asegurar la fluidez de la escoria.

Una vez que se alcanza la temperatura de refinación, la cuchara se transfiere a una estación de inyección donde se logra un baño violento de agitación insuflando nitrógeno a través de una lanza de refractario. La escoria generada se desnata. Se inyecta más cal si se requiere, para llevar el nivel final de azufre a la especificación.

El ferroníquel refinado es convertido en gránulos con agua en un equipo estándar, se le extrae el agua, se seca, se clasifica y se empaca para su embarque. La escoria refinada se desnata vertiéndose en envases y se transporta al área de recobrado. La escoria se tritura entonces y se criba y pasa a través de un separador magnético que recupera el metal incrustado. El metal se regresa al proceso en el horno eléctrico y la escoria se envía al depósito de descarga.

1.2.2 Capacidad de la planta de Ferroníquel y su eficiencia de operación.

La eficiencia de operación de una instalación define el porcentaje del año en el cual la instalación opera a su capacidad de procesamiento nominal. Es calculado mediante el montaje de datos sobre el tiempo muerto del equipamiento y las reducciones de la capacidad de procesamiento, incluyendo los requisitos de mantenimiento de los componentes principales del equipamiento, procesando los eventos o problemas específicos y los factores externos tales como fallas eléctricas que provoquen la parada de la instalación o restrinja la capacidad de procesamiento a la cual puede operar.

La eficiencia de operación se utiliza para calcular la cantidad de níquel que se puede producir anualmente. El análisis de la eficiencia de operación para la planta de ferroníquel de Moa incorpora los calcinadores, transferencia de calcina, horno eléctrico además de todas las alimentaciones y los sistemas asociados al gas de escape. La determinación de la eficiencia de operación se basa en los requisitos de mantenimiento y los eventos/problemas del proceso que tanto pare cualquiera de estos sistemas o restrinja la velocidad a la cual pueden operar. Para este estudio, la eficiencia de operación ha sido dividido en tres partes: disponibilidad, utilización y factor de capacidad. La eficiencia de operación es el producto de estos tres términos:

$$\text{Eficiencia de Operación} = \text{Disponibilidad} \times \text{Utilización} \times \text{Factor de Capacidad}$$

Cada término cubre un aspecto diferente del tiempo muerto del horno:

- **Disponibilidad:** El término disponibilidad considera todo el tiempo muerto del horno causado por el mantenimiento (programar o no programado) del mismo. Para el resto del tiempo, el horno se puede considerar “disponible” para funcionar. De acuerdo con datos internos, el horno eléctrico se calculó para operar a cualquier capacidad de procesamiento el 94.7% del año.
- **Utilización:** La utilización es una medida cuánto tiempo del tiempo disponible del horno existente, el mismo está realmente funcionado. Problemas de proceso del horno y factores externos tales como el tiempo muerto en otros sistemas o fallas eléctricas, son ejemplos de los eventos que podrían apagar el horno inclusive si se cree este “disponible”. Si se asume un suministro de energía altamente confiable, la utilización del horno debe ser 98.2%.

- **Factor de Capacidad:** El término factor de capacidad contabiliza las pérdidas de producción debido a retardos en todas las áreas vinculadas al horno eléctrico. Éste se ha estimado ser del 88.5%.

La eficiencia de operación total para la planta de ferroníquel de Moa es por lo tanto:

$$\text{Eficiencia de Operación} = 94.7\% \times 98.2\% \times 88.5\% = \mathbf{82.3\%}$$

1.3 Descripción del sistema de suministro eléctrico.

La demanda de la planta de ferroníquel de Moa representa una carga significativa comparada a la capacidad de generación del país. Desde el punto de vista de demanda de sistema, constituye aproximadamente el 8% de 1 hora de la demanda de sistema mínima estimada para el 2006. Por lo tanto, conectar la gran carga individual de un horno de 85 MW propuesta con una fuente de suministro energético confiable, representa un desafío técnico significativo al suministrador de energía eléctrica, especialmente en el caso de una pérdida de carga repentina.

La red nacional es un sistema de 220kV que ha sido construida durante los últimos 30 años, a las cuales se le han adicionado nuevas líneas de transmisión recientemente como en el año 2001. La red de 220kV se ilustra en la figura 1.2.



Figura 1.2 Red nacional de 220kV

Para mantener la fuente de suministro de 220kV a la planta dentro de los parámetros normales de funcionamiento del sistema, bajo contingencia n-1 (práctica normal de diseño), será mediante dos circuitos de 220kV, uno en Punta Gorda y el otro en Felton.

Este arreglo permite que el suministro de 220kV sea mantenido dentro de los parámetros normales de funcionamiento con una disponibilidad de 98,7%.

El suministro de 220kV es reducido a 33kV usando dos transformadores de 125 MVA. Las condiciones normales de operación para estos transformadores están dispuestas de forma tal que un transformador alimenta la carga motriz y el segundo transformador alimenta las cargas al horno. En caso de fallas del transformador, un bus interruptor de lazo puede ser cerrado y la planta completa puede funcionar alimentándose partir de un solo transformador de tensión reducida.

Desde la nueva subestación principal dos circuitos de 33kV alimentaran dos nuevos transformadores reductores de 33/13,8kV situados en un patio.

La barra de potencia de 33kV del horno tiene un compensador estático VAR que corrige o mejora las siguientes características de la carga del horno o de la planta:

1. Fluctuación.
2. Distorsión armónica.
3. Desbalance de corriente durante la pérdida de arcos o electrodos partidos.
4. Sobre voltaje del sistema de 220kV.
5. Compensación del Factor de Potencia (FP) de la carga total de la planta.

Suministros auxiliares para la subestación principal y el patio son tomados desde la subestación de 13.8kV de la planta.

La fuente de alimentación eléctrica consistirá en un servicio único de energía al equipamiento y un servicio auxiliar. Todos los equipos eléctricos se tasarán para operar a 60Hz. El rango eléctrico de todo el equipo se basará en el nivel de voltaje de sistema aplicable y a los niveles de cortocircuito, como se muestra en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Rangos eléctricos basados en los niveles de cortocircuito

Sistema	Voltaje (V)	Fases	Conductores	Aterramiento
Voltaje entrante y de distribución	34,500	3	3	Sólido/100A (resistencia)
Voltaje medio a los motores	13,800	3	3	100A (resistencia)
Bajo voltaje a los motores	440	3	3	sólido

Iluminación-tomas de corriente	220	3	4	sólido
Tomacorrientes necesarios	220	1	2	sólido
Controles y automatización	11Vca ó 24Vdc	1	2	sólido
Control de interruptores/subestaciones principal y secundarias	11Vca ó 24Vdc	1	2	sólido

Dos generadores diesel de 3.75 MVA, ubicados dentro de la planta, alimentan aquellas cargas eléctricas que requieran suministros emergentes en caso de pérdida de energía eléctrica en los servicios. Los generadores alimentan los conmutadores generales dentro de la subestación de la planta.

El esquema de la subestación propuesto ha sido determinado de forma tal que pueda tener en cuenta la adición de un horno eléctrico de 80 MW, sin mayores cambios en el diseño o construcción de la instalación de la subestación principal propuesta.

Un segundo horno de 80 MW es técnicamente factible, sin embargo, deben realizarse estudios posteriores (incluyendo mediciones extensivas al primer horno) para definir las posibles inversiones adicionales al sistema.

1.3.1 Variantes propuestas de conexión de Ferroníquel a la red del SEN.

El proyecto Ferroníquel tiene previsto para su conexión con el SEN varias alternativas, las cuales se muestran a continuación:

Alternativa 1

No se modifica la configuración de la red de 220kV existente en la zona de Felton (alternativa sin refuerzo).

1. El patio 220kV de la subestación de Punta Gorda se amplía con dos campos para las líneas 220kV hacia la subestación Ferroníquel.
2. La subestación Ferroníquel 220/35kV se alimenta con dos líneas 220kV radiales de 4km desde la subestación Punta Gorda.

Alternativa 2

Se modifica la configuración de la Red 220kV en la zona de Felton.

1. Se extienden dos líneas 220kV de doble circuito con una longitud de 17km desde Felton hasta el empalme con las líneas 220kV existentes Cueto-Punta Gorda.
2. El patio 220kV de la Central Termoeléctrica de Felton se amplía con 4 campos de líneas y 2 campos para mejora del esquema.
3. Ídem. de los puntos 1 y 2 de la Alternativa 1.

Alternativa 3

Se modifica la configuración de la red 220kV en la zona de Felton.

1. Se construye una subestación de conmutación en Mayarí, al sur de Felton.
2. Todas las líneas de 220kV que pasan al sur de Felton se interconectan (entran y salen) a la subestación de conmutación de Mayarí.
3. La subestación de Punta Gorda se alimenta desde la subestación de Mayarí a través de los dos circuitos a 220 kV.
4. Igual a los puntos 1 y 2 de la alternativa 1.

Alternativa 4

Se modifica la configuración de la Red 220kV en la zona de Felton.

1. Igual a los puntos 1 y 2 de la alternativa III.
2. Se construye una 3^{ra} línea 220kV de 92km de longitud desde la subestación 220kV de Mayarí a la subestación 220/110 kV de Punta Gorda.
3. La subestación Punta Gorda se alimenta desde la subestación Mayarí a través de tres circuitos a 220kV.
4. El patio 220kV de la subestación Punta Gorda 220/110kV se amplía con tres campos para líneas 220kV y tres campos para cambio de esquema.
5. Igual al punto 2 de la Alternativa 1.

Alternativa 5

Se modifica la configuración de la red 220kV en la zona de Felton.

1. Igual a los puntos 1 y 2 de la alternativa III;
2. Se construye una 3^{ra} línea 220kV desde la subestación 220kV de Mayarí a la subestación 220kV de Ferroníquel.
3. La subestación Punta Gorda se alimenta desde la subestación Mayarí a través de dos circuitos a 220kV.
4. El patio 220kV de la subestación Punta Gorda 220/110kV se amplía con un campo para línea 220kV y tres campos para cambio de esquema.

5. La subestación Ferroníquel 220kV opera en “Lazo” (línea de respaldo normalmente cerrada) con las subestaciones de Punta Gorda y Mayarí, en vez de radial como en las alternativas I-IV.

Alternativa 6

Se modifica la configuración de la red 220kV en la zona de Felton.

1. Se extiende una línea 220kV simple circuito desde Felton a la subestación 220/33 kV de Ferroníquel.
2. El patio 220kV de la Central Termoeléctrica de Felton se amplía con un campo de línea y un campo para mejora del esquema.
3. La subestación Punta Gorda 220/110kV se alimenta desde la subestación de Cueto 220kV a través de los dos circuitos a 220kV existentes.
4. El patio 220kV de la subestación Punta Gorda se amplía con un campo para línea 220kV y tres campos para cambio de esquema.
5. La subestación Ferroníquel 220kV opera en “Lazo” (línea de respaldo normalmente cerrada) con las subestaciones 220kV Punta Gorda y Felton, en vez de radial como en las alternativas I-IV.

Las opciones 1 a la 3 tienen una desventaja mayor pues las probabilidades de que una de las líneas de 220kV que abastecen Punta Gorda estén fuera de servicio (se estima que sean unas 326 horas al año, 38 horas por las interrupciones y 48 x 6 horas por mantenimiento) el nivel de la falta subsecuente en la planta caería aproximadamente un 30%, el anexo 1 muestra los esquemas de las variantes.

Para los parámetros de esta planta, la calidad del suministro para la operación del sistema estaría inaceptablemente fuera de los niveles estipulados.

Opciones 4 a 6 incluyen una línea adicional de la región de Felton a Punta Gorda aumentando la fiabilidad y reduciendo significativamente el efecto de los cortes de la línea.

Las opciones 4 y 5 tienen la desventajas de costear una nueva subestación en Mayarí, la cual no aumenta significativamente el nivel de la falla en la región de Punta Gorda debido a las largas líneas desde Mayarí (Felton/Cueto) a Punta Gorda (aproximadamente 100km).

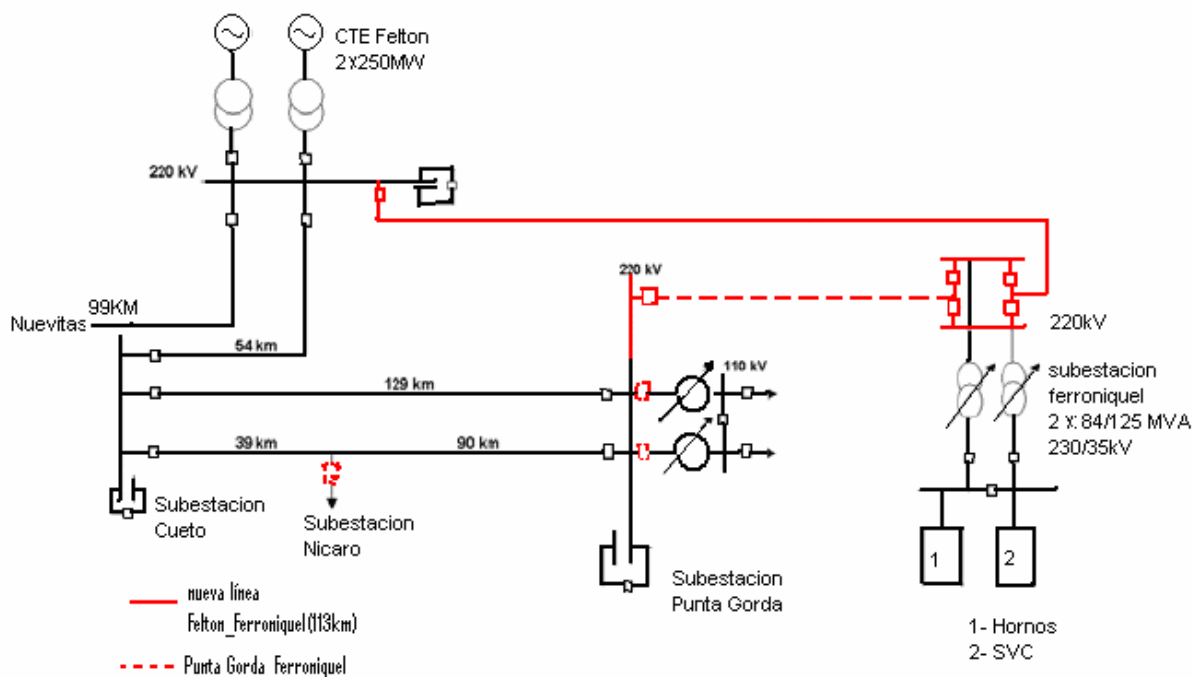


Figura 1.3. Configuración seleccionada (variante #6)

La alternativa 6 es un 15 % más costosa que la 2 ó 3, pero la confiabilidad adicional de la 3^{ra} línea puede justificar este incremento en costo. Los materiales para líneas son más fáciles de contratar (menos renglones, menos tiempo para producirlos, muchos oferentes) y aunque es una línea larga (113km), puede ser construida rápidamente con muchas brigadas trabajando al mismo tiempo, además, esta variante permite la continuidad de las operaciones aun cuando ocurran eventos tipo n-1, en cualquiera de sus modalidades permitiría la alimentación a la subestación de FeNi desde dos subestaciones diferentes (Felton o Punta Gorda) independientemente si fuera necesario y, operando con la línea Punta Gorda-FeNi cerrada, ofrece niveles superiores de corto circuito y mayor confiabilidad para el funcionamiento sin interrumpir la alimentación a la planta.

1.3.2 Energía eléctrica.

Los requerimientos de energía eléctrica están estimados en alrededor de 850GWh, siendo los mayores consumidores los Hornos Eléctricos de Arco de Fundición y Refinación con 700GWh (82 % del consumo total)

En la tabla 1.3 se describe el consumo por las principales instalaciones o plantas del Proyecto.

Los niveles de distribución para la planta están proyectados de la siguiente manera:

Distribución Primaria:

El suministro dedicado a los transformadores del horno de arco eléctrico será de 33kV, trifásico, 60Hz y resistencia aterrada.

Distribución primaria de planta: 13.8kV, trifásico, 60Hz y resistencia aterrada.

Generación de energía emergente: 13,8kV, trifásico, 60Hz.

Distribución Secundaria:

480 V/277 V, trifásico, 60Hz, motores de bajo voltaje solidamente aterrados y distribución auxiliar.

380 V/220 V, trifásico, 60Hz para iluminación.

220 V, monofásico, 60Hz para control, servicios auxiliares y Suministro Continuo de Energía (SCE).

Es importante señalar que la demanda definitiva de energía puede variar en dependencia del equipamiento que se instale una vez construida la planta de ferroníquel.

Tabla 1.3 Demanda de energía eléctrica por plantas

Instalación o Planta	Consumo, MWh
Preparación del mineral en la Mina	3 758
Transportador del mineral hasta la Planta	6 444
Recepción y homogenización del mineral	6 582
Secado y Trituración	23 522
Calcinación/Reducción	36 265
Fundición en Hornos Eléctricos	700 648
Granulación de Escoria	5 489
Formación de pellets de polvos	4 035
Refinado y Perdigonada del Ferroníquel	21 071
Servicios	14 822
Otros	35 040
Total	857 676

1.3.3 Generación de energía de emergencia.

Para garantizar la energía en caso de emergencia se prevé la instalación de dos generadores diesel instalados en un local revestido de metal situado al lado de la subestación principal existente para proveer energía a cargas esenciales de proceso, bombas de agua contra incendio, aire acondicionado mínimo de la planta, iluminación y al SEC. Estos generadores son de tipo emergencia (espera), 3000kW, 0.8pf, 13.8kV, trifásico, 60Hz cada uno.

Los generadores están conectados con la pizarra general de distribución (PGD) de 13.8kV distribuyendo, por tanto, energía eléctrica de emergencia a toda la planta.

Estarán instalados en una losa de concreto llana junto con su panel de control que se montará en la misma losa como el generador diesel.

Una parte del equipamiento esencial que se requiere para funcionar durante una interrupción energética se muestra en la tabla 1.4. Estos pueden arrancar y funcionar sin problemas de capacidad del generador. Cualquier otro equipamiento, si se requiere que opere durante este período, se puede alimentar a la discreción del operador, mientras la carga total no exceda la capacidad de generación.

Los generadores deberán arrancar automáticamente en el caso de fallas, y arrancar manualmente una vez por semana para las pruebas. Se asumirá que los generadores se pueden poner en marcha unas 1000 veces en un periodo de 10 años y mantenerse arrancados 500 horas por año.

Los componentes necesarios para la generación y control de la energía de emergencia son los siguientes:

- Motor diesel.
- Alternador.
- Base-plato combinado.
- Filtrado de aire, aceite y combustible.
- Sistema de manejo de combustible.
- Paneles de alarma y control.
- Panel de control remoto sincronizado.
- Equipamiento de arranque eléctrico automático.
- Elemento calentador de agua. Temperatura controlada.

Tabla 1.4 Equipamiento que requerirá energía de emergencia

Equipo No.	Descripción	Cantidad	kW/unid	Total kW	Observaciones
320-VT-001/002/003	Ventiladores de la torre de enfriamiento	5	74.6	223.8	
320-BC-001/002/003/004/005	Bombas de la planta de enfriamiento de agua	2	111.90	559.5	3 operando, 1 emergencia
325-BA-001/002	Bombas para el agua contra incendios	2	160	320	
330-BC-001/101	Estaciones locales de tratamiento de agua potable	1	3.7	7.4	
340-NE-002	Sistema de distribución de Nitrógeno	3	7.50	7.50	
403-SC-010/011/012	Impulsor auxiliar del secador	3	21	63	Para mantener la rotación, evitando tanto la ocurrencia de zonas críticas como daños en la coraza del secador
403-VE-020/120 403-VE-021/121 403-VE-022/122	Ventilador de aire secundario del Secador	6	16.2	97.2	

1.4 Corrección del Factor de Potencia de la planta.

La existencia de un bajo factor de potencia está dada por el aumento de la potencia reactiva de un sistema, y por mal aprovechamiento de la potencia útil suministrada con respecto a las cargas.

La operación de la planta con un bajo factor de potencia está condicionada principalmente por el trabajo de los motores asincrónicos, de los transformadores con carga incompleta y el trabajo en vacío de éstos equipos, además del incremento de instalaciones con varios dispositivos de inducción. Habrán varias máquinas generadoras de armónicos que distorsionan o perturban la estabilidad del sistema, en este caso tenemos el horno de arco eléctrico como el principal generador de armónicos. La introducción de accionamientos individuales de baja potencia es una de las causas del empeoramiento del factor de potencia, pues cuanto más profundo se hace el proceso de automatización de las máquinas que utilizan energía eléctrica, tanto menor es el factor de potencia. Sin embargo esto no significa una regresión técnica, ya que el uso del accionamiento individual también disminuye el gasto de energía activa debido a la eliminación de las pérdidas mecánicas en las transmisiones y eleva la productividad.

1.5 Conclusiones.

- ❖ La nueva planta de Ferroníquel estará localizada en una de las áreas de la zona conocida como coneción minera. La planta tendrá una disponibilidad en todo el año aproximadamente un 94.7% y una eficiencia de operación de rondando el 82.3%.
- ❖ La conexión al SEN se realizará mediante una configuración que aumenta la fiabilidad y reduce significativamente el efecto de los cortes del suministro, pues tendrá otra línea de 220kV desde Felton a la subestación 220kV de Ferroníquel, además, contará con dos generadores de emergencia para proveer energía a cargas esenciales de proceso, bombas de agua contra incendio, aire acondicionado mínimo de la planta, iluminación, etc.
- ❖ El horno de arco eléctrico es el principal generador de armónicos, para reducir sus efectos tendrá un compensador estático VAR que corrige o mejora las características de la carga del horno y de la planta.

Capítulo 2

Selección de la subestación

- 2.1 Introducción.**
- 2.2 Características de la subestación de distribución.**
- 2.3 Selección de los transformadores de potencia.**
- 2.4 Conductores eléctricos.**
- 2.5 Equipamiento de protección y control.**
- 2.6 Conclusiones.**

2.1 Introducción.

Para la proyección de todo sistema de suministro eléctrico es de vital importancia definir y seleccionar los equipos y dispositivos que faciliten la conducción, control, y distribución de la energía eléctrica. Es necesario tener un conocimiento básico acerca de los componentes de una subestación y los dispositivos que la conforman, así como la metodología y consideraciones a tener en cuenta para su correcta selección. Para esto se requiere conocer a las cargas a alimentar, sus características y localización.

2.2 Características de la subestación de distribución.

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. Las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

- Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas:

Estas se encuentran en las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo así la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión.

- Subestaciones receptoras primarias:

Se alimentan directamente de las líneas de transmisión, y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, de manera que, dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 kV.

- Subestaciones receptoras secundarias:

Generalmente estas están alimentadas por las redes de subtransmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución.

Las subestaciones, también se pueden clasificar por el tipo de instalación, por ejemplo:

- Subestaciones tipo intemperie:

Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.

- Subestaciones tipo interior:

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.

- Subestaciones tipo blindado:

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización. Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

Los elementos principales de una subestación son:

1. Transformador.
2. Interruptor de potencia.
3. Restaurador.
4. Cuchillas fusibles.
5. Cuchillas desconectoras y cuchillas de prueba.
6. Apartarrayos.
7. Tableros duplex de control.
8. Transformadores de instrumento.

Elementos secundarios:

1. Cables de potencia.
2. Cables de control.
3. Alumbrado.
4. Estructura.
5. Herrajes.
6. Equipo contra incendio.
7. Equipo de filtrado de aceite.
8. Sistema de tierras.
9. Carrier.
10. Intercomunicación.
11. Trincheras, conducto, drenajes.
12. Cercas.

La subestación de distribución será tipo intemperie, de 33/13.8kV, alimentada de la misma subestación Ferroníquel 220/33kV, con capacidad incrementada para alimentar esta carga, dos campos a 33kV. En la figura 2.1 se muestra el esquema de la subestación.

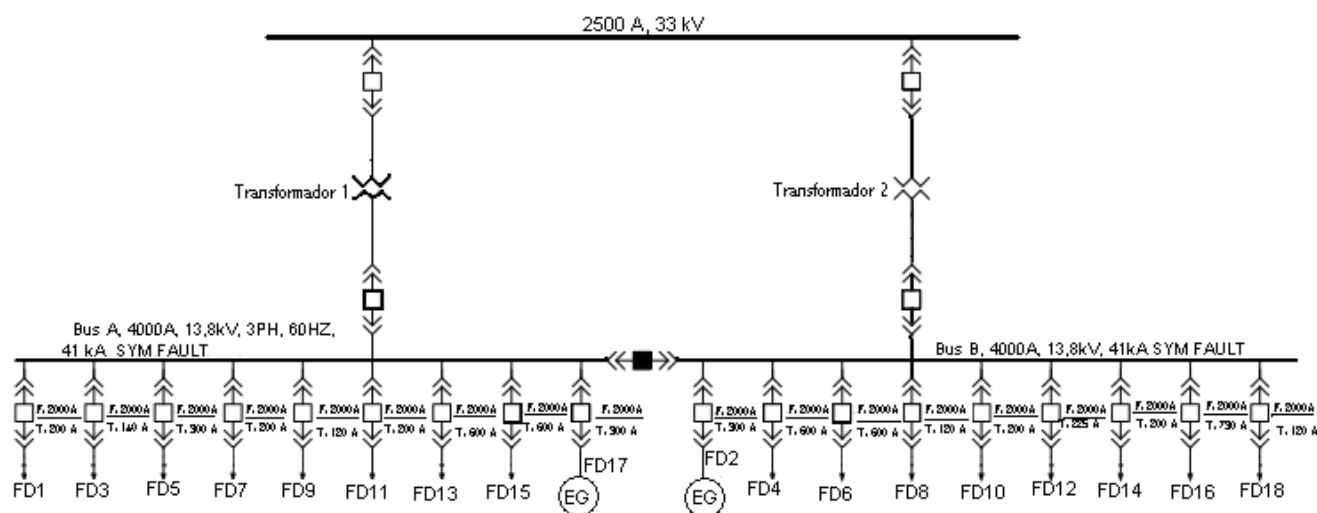


Figura 2.1 Esquema de la subestación 33/13.8kV

Desde la nueva subestación principal alimentaran dos nuevos transformadores reductores de 33/13.8 kV. El suministro auxiliar para la subestación principal y el patio son retornados desde la subestación de la planta a 13.8kV.

La subestación principal deberá ser situada en una posición tal que la dirección predominante del viento disminuya la posibilidad de acumulación de contaminantes en los aislantes asociados de la PGD exterior. Al mismo tiempo, también tomará en consideración la solución más viable económicamente posible para el proyecto. En la tabla 2.1 se muestra la distribución las cargas a alimentar por ésta subestación.

Tabla 2.1 Distribución de las cargas

Línea	Denominación	Carga
FD1	310-SG-901	1100 kW
FD3	320-SG-902	850 kW
FD4	(al área 600)	670 kW
FD5	403- SG-903	1900 kW
FD6	(al área 700)	reserva
FD7	406-SG-905	1100 kW
FD8	345-SG-903	700 kW
FD9	410- SG-907A	4500 kW
FD10	350-SG-904	1100 kW
FD11	402- SG-902	1200 kW
FD12	404-SG-904	1400 kW
FD13	(al área 500A)	3000 kW
FD14	407-SG-906	1100 kW
FD15	(al área 500B)	reserva
FD16	410-SG-907B	4500 kW
FD18	401-SG-901	750 kW

2.3 Selección de los transformadores de fuerza.

Se denomina transformador al aparato eléctrico cuya función es convertir la corriente alterna de alta tensión y débil intensidad en otra de baja tensión y gran intensidad, o viceversa.

Por lo general los sistemas de generación y distribución de potencia son sistemas de corriente alterna trifásicos. Los transformadores suelen ser usados en los circuitos de distribución de potencias grandes, como los utilizados en subestaciones y otros de potencia más pequeñas.

Según sus aplicaciones estos se clasifican en:

- Transformador de alimentación: Estos poseen uno o varios alambres secundarios y suministran las tensiones necesarias para el funcionamiento del equipo. A veces

incorporan fusibles no reemplazables, que apagan su circuito primario en caso de una temperatura excesiva, evitando que éste se queme.

- Transformador trifásico: Poseen un trío de bobinados en su primario y un segundo trío en su secundario. Pueden adoptar forma de estrella (Y) o triángulo (Δ), sus mezclas pueden ser: Δ - Δ , Δ -Y, Y- Δ y Y-Y. A pesar de tener una relación 1:1, al pasar de Δ a Y o viceversa, las tensiones se modifican.
- Transformador de pulsos: Esta destinado a funcionar en régimen de pulsos debido a su rápida respuesta.
- Transformador de línea o flyback: Estos son transformadores de pulsos. Con aplicaciones especiales como televisores con TRC para generar la alta tensión y la corriente para las bobinas de deflexión horizontal. Entre otras propiedades, frecuentemente proporciona otras tensiones para el tubo.
- Transformador con diodo dividido: Su nombre se debe a que está constituido por varios diodos menores en tamaño, repartidos por el bobinado y conectados en serie, de modo que cada diodo sólo tiene que soportar una tensión inversa relativamente baja. La salida del transformador va directamente al ánodo del tubo, sin diodo ni triplicador.
- Transformador de impedancia: Usado como adaptador de antenas y líneas de transmisión, era imprescindible en los amplificadores de válvulas para adaptar la alta impedancia de los tubos a la baja de los altavoces.
- Transformador Electrónico: Se caracterizan por ser muy utilizados en la actualidad en aplicaciones como cargadores para celulares. Utiliza un corrector de factor de potencia de utilización imprescindible en los circuitos de fuente de alimentaciones conmutadas en lugar de circuitos.

Según su construcción existen diversos tipos como son:

- Transformador de grano orientado, auto transformador: El primario y el secundario constituyen un bobinado único. Pesa menos y es más barato y por ello se emplea habitualmente para convertir 220V a 125V y viceversa y en otras aplicaciones equivalentes.
- Transformador toroidal: Son más voluminosos, pero el flujo magnético se confina en el núcleo, teniendo flujos de dispersión muy reducidos y bajas pérdidas por corrientes de Foucault.

- Transformador de grano orientado: El núcleo se conforma por una placa de hierro de grano orientado, que se envuelve en si misma, siempre con la misma dirección, en lugar de las láminas de hierro dulce separadas habituales. Las perdidas son escasas pero es de alto costo. Estos tipos son los más utilizados, pero existen otros diversos modelos según el tipo de aplicación a la cual son destinados.

Los transformadores usados en los circuitos de distribución, por lo general, pueden ser de una potencia regularmente grande, como los utilizados en esta subestación. Los transformadores para circuitos trifásicos pueden construirse de dos maneras:

1. Tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.
2. Haciendo un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común.

Para la selección de los transformadores se tienen en cuenta los gastos anuales, la confiabilidad de alimentación, las pérdidas de potencia, el régimen de trabajo de la subestación.

Las potencias de los transformadores se selecciona de tal manera que se garantiza, en condiciones normales, la alimentación de todos los consumidores o receptores y si uno falla, el otro es capaz de suministrar energía a todos los consumidores de primera categoría. También, hay que tener en cuenta la posibilidad de instalación de nuevas cargas.

Para la nueva subestación se decidió la utilización de transformadores secos (encapsulados al vacío) en lugar de los de aceite como establecía el proyecto original, puesto que los primeros son más económicos pues necesitan menos espacio, precisan menos trabajo de ingeniería civil, no requieren características de seguridad especiales (detección de incendios), están exentos de mantenimiento tienen una vida útil más larga gracias a un bajo envejecimiento térmico, pueden instalarse cerca del lugar de consumo reduciendo las pérdidas de carga, tienen un diseño óptimo sujeto a mejoras constantes tan pronto como se dispone de nuevos materiales, además, son seguros y respetan el medio ambiente con una contaminación medioambiental reducida, no tienen riesgo de fugas de sustancias inflamables o contaminantes, son de fabricación segura para el medio ambiente (sistema cerrado), son apropiados para zonas húmedas o

contaminadas, no hay peligro de incendio pues los transformadores son incombustibles, poseen alta resistencia a los cortocircuitos además de una gran capacidad para soportar sobrecargas, tienen un buen comportamiento ante fenómenos sísmicos, son capaces de soportar las condiciones más duras de balanceo y vibraciones, sus impactos medioambientales son mínimos y son altamente reciclables (90 %). En el anexo 2 se muestra un catálogo donde se hallan transformadores secos de diferentes potencias.

Los transformadores de distribución no deben operar en un coeficiente de carga superior al 70%, garantizando así las reservas de energía adecuadas para futuros cambios en los sistemas, estos se utilizan para la subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios. En nuestro trabajo son usados para transformar la energía proveniente de la subestación de Ferroníquel de 220/33kV para ser usada en el resto de la planta (figura 2.1).

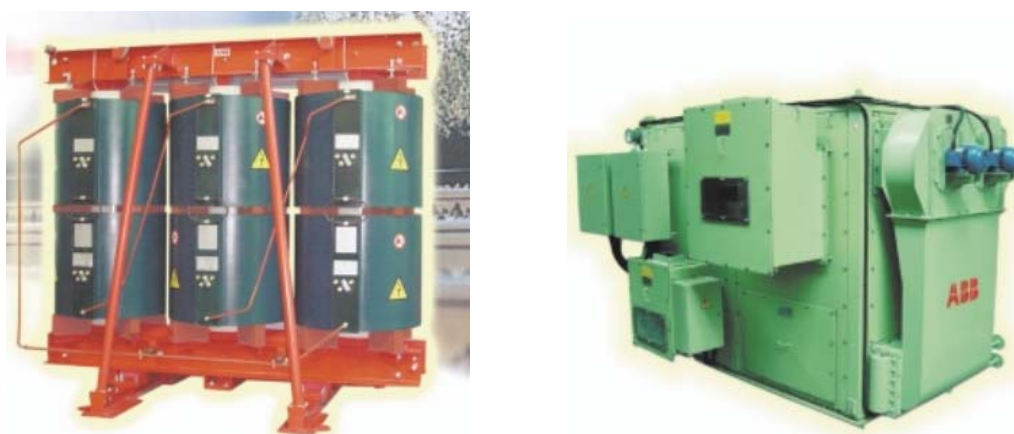


Figura 2.2 Transformadores de distribución del tipo seco encapsulado al vacío

Datos de los transformadores:

Conexión:	Δ -Y
Voltaje por alta:	35kV
Voltaje por bajo:	13.8Kv
Cantidad:	2
Aislamiento:	Clase H (alta temperatura)
Enfriamiento	AN (natural), o AFWF (combinación de agua y aire forzados)

Las condiciones para el suministro del sistema son las siguientes:

La carga a alimentar será aproximadamente de 23870 kW

Voltaje nominal: 13.8 kV

Frecuencia nominal: 60Hz $\pm$ 5%

Nivel de falla: 800MVA

Es asumido un factor de potencia de 0.92, luego, se obtiene la potencia aparente total:

$$S_{total} = \frac{P}{\cos \varphi}$$

$$S_{total} = \frac{22870 \text{ kW}}{0.92}$$

$$S_{total} = 24.86 \text{ MVA}$$

Se proponen dos transformadores de 25 MVA cada uno: $S_{transf} = 25 \text{ MVA}$

Régimen de avería:

$$S_{total} \leq 1.4 * S_{transf} = 1.4 \times 25$$

$$24.86 \text{ MVA} \leq 35 \text{ MVA}$$

Régimen sistemático de sobrecarga:

$$S_{total} \leq 1.3 \times S_{trans}$$

$$S_{total} \leq 1.3 \times (2 \times 25 \text{ MVA})$$

$$24.86 \text{ MVA} \leq 65 \text{ MVA}$$

Coefficiente de carga:

$$kc = \frac{S_{total}}{S_{transf}} = \frac{24.86}{2 \times 25} = 0.5$$

2.3.1 Cálculo técnico económico de los transformadores.

En las condiciones de operación se debe prever el régimen de trabajo económico de los transformadores, la esencia de cual estriba en que, en subestaciones con varios transformadores, el número de transformadores conectados en cada momento debe ser el que proporcione el mínimo de pérdidas para un gráfico de carga determinado. Para ello no deben ser consideradas solamente las pérdidas de potencia activa en los propios

transformadores, sino también las pérdidas de potencia activa que aparecen en el sistema (desde los generadores hasta la subestación considerada) debido a los requerimientos de potencia reactiva de los transformadores. A diferencia de las pérdidas del propio transformador, a estas se les denomina referidas y se determinan por la expresión:

$$\Delta P'_T = \Delta P'_{SC} + K_C^2 \Delta P'_{CC}$$

Donde $\Delta P_{SC} = \Delta P_{sc} + K_{ip} \Delta Q_{sc}$ son las pérdidas referidas del transformador sin carga, las cuales toman en cuenta las pérdidas de potencia activa tanto del transformador como las creadas por los elementos del sistema por la potencia reactiva demandada por el transformador.

$$\Delta P'_{cc} = \Delta P_{CC} + K_{ip} \Delta Q_{CC} \quad \text{Pérdidas referidas de cortocircuito.}$$

ΔP_{SC} Pérdidas de potencia sin carga

ΔP_{CC} Pérdidas de potencia de cortocircuito

Datos del transformador de 25 MVA:

$$p_0 = 96 \text{ kW}$$

$$p_{CC} = 352,125 \text{ kW}$$

$$U_{CC} = 10 \%$$

$$I_0 = 7,5 \%$$

$$S_N = 25 \text{ MVA}$$

Para la variación de reactivo sin carga:

$$\Delta Q_{SC} = S_{transf} * \frac{I_{sc} \%}{100} = 25 \times 7,5 / 100 = 1,875 \text{ MVAR}$$

Variación de la potencia reactiva:

$$\Delta Q_{CC} = S_{transf} * \frac{U_{CC} \%}{100} = 25 \times 10 / 100 = 2,5 \text{ MVAR}$$

Variación de potencia activa:

$$\Delta P'_{sc} = \Delta P_{sc} + k_{ip} \Delta Q_{sc}$$

$$\Delta P'_{sc} = 96 + 0.25 \times 1875 = 564,750 \text{ kW}$$

$$\Delta P'_{cc} = \Delta P_{cc} + k_{ip} \times \Delta Q_{cc}$$

$$\Delta P'_{cc} = 352,125 + 0.25 \times 2500 = 2852,375 \text{ kW}$$

El coeficiente incremental de pérdidas k_{ip} es un factor económico y está en dependencia del medio de producción de la energía eléctrica, ya sea por petróleo, viento, agua etc.

Pérdidas para el transformador

$$\Delta p'_{total} = \Delta p'_{sc} + k_c^2 \times \Delta p'_{cc}$$

$$\Delta p'_{total} = 564750 + [0,5^2 \times 2852375]$$

$$\Delta p'_{total} = 1277.84 \text{ kW}$$

2.4 Conductores eléctricos.

Se llaman conductores eléctricos a los materiales que puestos en contacto con un cuerpo cargado de electricidad transmite ésta a todos los puntos de su superficie. Los mejores conductores eléctricos son los metales y sus aleaciones. Existen otros materiales, no metálicos, que también poseen la propiedad de conducir la electricidad como son el grafito, las soluciones salinas y cualquier material en estado de plasma. Para el transporte de la energía eléctrica, así como para cualquier instalación de uso doméstico o industrial, el mejor conductor es la plata pero ésta es muy cara, así que el metal empleado universalmente es el cobre en forma de cables de uno o varios hilos. Alternativamente se emplea el aluminio, metal que si bien tiene una conductividad eléctrica del orden del 60% de la del cobre es, sin embargo, un material mucho más ligero, lo que favorece su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica en las redes de alta tensión.

Un conductor eléctrico está formado primeramente por el conductor propiamente tal, usualmente de cobre. Este puede ser alambre, es decir, una sola hebra o un cable formado por varias hebras o alambres retorcidos entre sí. El tipo de cobre que se utiliza en la fabricación de conductores es el cobre electrolítico de alta pureza: 99,99%.

La selección de los conductores se determina de acuerdo a:

- La corriente de carga aplicada.
- Caída de tensión.
- Elevación de temperatura dentro de los límites del aislamiento.
- Pérdidas de energía razonables.
- Capacidad para soportar el calentamiento de los cortocircuitos.
- Capacidad de reserva para el crecimiento de carga.

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres temple: blando, semiduro y duro con propiedades algo diferentes, siendo el cobre blando de mayor conductibilidad y el cobre duro el de mayor resistencia mecánica. También se construyen conductores de aluminio reforzado con acero para dar una mayor fortaleza al elemento.

Las partes que componen un conductor eléctrico son:

- El alma o elemento conductor.
- El aislamiento.
- Las cubiertas protectoras.

Según su constitución, los conductores se clasifican en:

- Alambre.

Conductor eléctrico cuya alma conductora está formada por un solo elemento o un hilo conductor (fig. 2.3). Se emplea en líneas aéreas, como conductor desnudo o aislado, en instalaciones eléctricas a la intemperie, en ductos o directamente sobre aisladores.



Figura 2.3 Conductor tipo alambre

- Cable.

Conductor eléctrico cuya alma conductora está formada por una serie de hilos conductores o alambres de baja sección, lo que le otorga una gran flexibilidad (fig. 2.4)



Figura 2.4 Conductor tipo cable

Según el número de conductores se clasifican en:

- Monoconductor

Conductor eléctrico con una sola alma conductora, con aislamiento y con o sin cubierta protectora (fig. 2.5)



Figura 2.5 Conductor monoconductor

- Multiconductor

Conductor de dos o más almas conductoras aisladas entre sí (fig. 2.6), envueltas cada una por sus respectiva capa de aislador y con una o mas cubiertas protectoras comunes

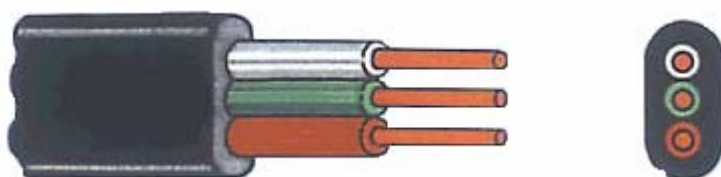


Figura 2.6 Conductor multiconductor

Además, pueden ser desnudos, es decir, sin ningún tipo de protección o aislamiento, o protegidos (recubiertos con un material que desempeña una función básicamente protectora).

Es necesario seleccionar un conductor con determinada sección transversal mínima, de modo que pueda soportar sin perjuicio alguno para su aislamiento la magnitud de corriente deseada, de lo contrario las magnitudes de las corrientes por encima del valor especificado pueden producir calentamientos tales, que el conductor sufrirá serios daños en su envoltura aislante.

Por otro lado, atendiendo a razones de carácter económico y práctico, no es aconsejable seleccionar conductores con un área extremadamente holgada.

Debido a que la capacidad de un conductor disminuye cuando la temperatura ambiental es exclusiva, cualquier incremento por encima de la temperatura máxima tomada como base debe corresponder con un incremento adicional de la sección transversal del conductor seleccionado, a fin de compensar el exceso de temperatura.

Otro factor a considerar en la selección de la sección transversal del conductor es el número de conductores que se instalaran en una misma tubería de protección. La capacidad de corriente de los conductores disminuye cuando estos están introducidos en una tubería, porque las condiciones de disipación térmica disminuyen si se comparan con la que poseen el aire libre. Esta situación empeora aun más cuando se introduce más de un conductor eléctrico en un mismo conducto. A partir de las anteriores consideraciones es necesario seleccionar la sección transversal del conductor, contando con un determinado factor de seguridad, a fin de que opere con un margen de fiabilidad razonable.

El anexo 3 muestra la disposición del cableado de tensión 13.8 kV en la planta de ferroníquel.

2.4.1 Selección del calibre de los conductores.

Para que los conductores no se calienten a un límite superior admisible, y para que los receptores trabajen normalmente, la sección de los conductores se debe calcular sobre la base de la corriente admisible por el calentamiento.

Se ha establecido por la práctica y cálculos teóricos para cada sección del conductor, bajo unas condiciones dadas, una corriente admisible con una magnitud completamente determinada. La selección del conductor en base al calentamiento admisible consiste en determinar la corriente en la línea, y en escoger en las tablas suministradas la sección correspondiente al conductor.

A continuación se expone mediante una expresión como se determina la corriente que puede suponerse circulando por el conductor (I_c) en caso de que existan condiciones críticas de operación, a los efectos de una adecuada selección del mismo:

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C}$$

Donde:

$I_{carga} \rightarrow$ Corriente que circula a través del conductor hacia la carga, (A).

$F.T \rightarrow$ Factor de temperatura, se basa en la temperatura promedio ambiental, su valor es de 1,0 (ver anexo 8).

$F.C \rightarrow$ Factor de número de cables por un conducto, su valor es de 1 (ver anexo 9).

1.25 $\rightarrow$ Factor que brinda un 25 % como margen de seguridad a favor del conductor.

Luego se calcula la corriente admisible para cada alimentador, las corrientes de las cargas se muestran en la tabla 2.2

BUS A y BUS B

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 3000}{1 \times 1}$$
$$I_c = 3750 A$$

FD 1

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 200}{1 \times 1}$$
$$I_c = 250 A$$

FD 2

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 300}{1 \times 1}$$
$$I_c = 375 A$$

FD 3

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 140}{1 \times 1}$$

$$I_c = 175A$$

Tabla 2.2 Corriente de las cargas

Línea	Corriente (A)
FD1	200
FD2	300
FD3	140
FD4	600
FD5	300
FD6	600
FD7	200
FD8	120
FD9	120
FD10	200
FD11	200
FD12	225
FD13	600
FD14	200
FD15	600
FD16	120
BUS A	3000
BUS B	3000

FD 4

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 600}{1 \times 1}$$

$$I_c = 750A$$

FD 5

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 300}{1 \times 1}$$

$$I_c = 375A$$

FD 6

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 600}{1 \times 1}$$

$$I_c = 750A$$

FD 7

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 200}{1 \times 1}$$

$$I_c = 250A$$

FD 8

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 120}{1 \times 1}$$

$$I_c = 150A$$

FD 9

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 120}{1 \times 1}$$

$$I_c = 150A$$

FD 10

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 200}{1 \times 1}$$
$$I_c = 250A$$

FD 11

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 200}{1 \times 1}$$
$$I_c = 250 A$$

FD 12

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 225}{1 \times 1}$$
$$I_c = 281.25 A$$

FD 13

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 600}{1 \times 1}$$
$$I_c = 750A$$

FD 14

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 200}{1 \times 1}$$
$$I_c = 250A$$

FD 15

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 600}{1 \times 1}$$
$$I_c = 750 A$$

FD 16

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad I_c = \frac{1.25 \times 120}{1 \times 1}$$
$$I_c = 150 A$$

2.4.1.1 Selección de conductores por el método de densidad económica de la corriente.

Los cálculos anteriores determinan las corrientes admisibles que deberá soportar cada conductor, sin embargo, a veces por razones económicas es ventajoso aplicar secciones de conductores mayores que las obtenidas sobre la base del cálculo técnico. En éste método los costos totales en las inversiones de una línea se incrementan con el aumento de la sección de los conductores, aunque a su vez disminuyen algunos gastos de explotación (pérdidas).

Las pérdidas aumentan con el aumento de la resistencia de la red, la resistencia a su vez depende de la sección del conductor, razón por la cual mientras más grande sea la sección del conductor menores serán las pérdidas en la red. No obstante, el aumento de la sección aumenta la inversión en la red. La sección se determinará con la siguiente expresión: $q_{eq} = \frac{i}{\Delta i}$, donde Δi es la densidad económica de la corriente en A/mm² y la i es la corriente de la carga.

Para la determinación de la sección de cálculo se tomó como referencia la tabla 6.10 página 100 de la fuente bibliográfica #12, donde, para los conductores que utilizaremos, el valor de la densidad de la corriente es de 2 A/mm².

A continuación se procede a la aplicación del método:

BUS A y BUS B

$$q_{eq} = \frac{i}{\Delta i}, \text{ luego } \begin{aligned} q_{eq} &= \frac{3000}{2} \\ q_{eq} &= 1500 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

FD 1

$$q_{eq} = \frac{i}{\Delta i}, \text{ luego } \begin{aligned} q_{eq} &= \frac{200}{2} \\ q_{eq} &= 100 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

FD 3

$$\begin{aligned} q_{eq} &= \frac{140}{2} \\ q_{eq} &= 70 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

FD 2

$$\begin{aligned} q_{eq} &= \frac{300}{2} \\ q_{eq} &= 150 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

FD 4

$$\begin{aligned} q_{eq} &= \frac{600}{2} \\ q_{eq} &= 300 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

FD 5

$$q_{eq} = \frac{300}{2}$$

$$q_{eq} = 150 \text{ mm}^2$$

FD 7

$$q_{eq} = \frac{200}{2}$$

$$q_{eq} = 100 \text{ mm}^2$$

FD 9

$$q_{eq} = \frac{120}{2}$$

$$q_{eq} = 60 \text{ mm}^2$$

FD 11

$$q_{eq} = \frac{200}{2}$$

$$q_{eq} = 100 \text{ mm}^2$$

FD 13

$$q_{eq} = \frac{600}{2}$$

$$q_{eq} = 300 \text{ mm}^2$$

FD 15

$$q_{eq} = \frac{600}{2}$$

$$q_{eq} = 300 \text{ mm}^2$$

FD 6

$$q_{eq} = \frac{600}{2}$$

$$q_{eq} = 300 \text{ mm}^2$$

FD 8

$$q_{eq} = \frac{120}{2}$$

$$q_{eq} = 60 \text{ mm}^2$$

FD 10

$$q_{eq} = \frac{200}{2}$$

$$q_{eq} = 100 \text{ mm}^2$$

FD 12

$$q_{eq} = \frac{225}{2}$$

$$q_{eq} = 112.5 \text{ mm}^2$$

FD 14

$$q_{eq} = \frac{200}{2}$$

$$q_{eq} = 100 \text{ mm}^2$$

FD 16

$$q_{eq} = \frac{120}{2}$$

$$q_{eq} = 60 \text{ mm}^2$$

2.4.2 Selección de conductores por la norma de la American Wire Gage (AWG).

Este patrón es el que se emplea con mayor frecuencia en América, ya que los números del patrón métrico corresponden a las dimensiones que no se fabrican en Estados Unidos.

Anteriormente este patrón se llamaba "Brown and Sharpe" y se utilizan aún las letras B&S para identificar los conductores de fabricación americana. En algunos países se acostumbra identificar los conductores por su diámetro en milímetros, en tanto que en otras partes se utiliza su área en milímetros cuadrados. Si tomamos en cuenta esas variantes, en este curso se tomará el patrón A.W.G., o bien as letras B&S, se mencionará

además cuando sea necesario para este patrón el diámetro en mm². En la tabla del calibre de los alambres (ver anexo 4) se pueden encontrar las equivalencias.

Esta tabla será de suma utilidad porque en ella se podrán encontrar la relación entre los diferentes sistemas de identificación de los conductores, además, su peso y resistencia en ohmios. No está demás agregar que este valor está indicado tomando como base una temperatura ambiental promedio de 20°C, equivalentes a 68 grados "F" y específicamente se refiere a la resistencia de un conductor de cobre recocido o suave que se usa comúnmente en los alambres utilizados en las canalizaciones eléctricas.

Los conductores a utilizar para la distribución de energía eléctrica a un nivel de tensión de 13,8kV son cables de hasta 61 hebras, los cuales son usados en instalaciones de fuerza y alumbrado, en líneas aéreas, subterráneas e interiores.

Por tabla tenemos los siguientes valores:

Línea	Calibre
	AWG
FD1	66.37
FD2	105.5
FD3	41.74
FD4	300
FD5	105.5
FD6	300
FD7	66.37
FD8	26.25
FD9	26.25
FD10	66.37
FD11	66.37
FD12	66.37
FD13	300
FD14	66.37
FD15	300
FD16	26.25
BUS A y BUS B	No relacionados en éste patrón

Aislamiento:

El aislamiento deberá soportar las diversas condiciones ambientales en que los mismos han de operar. La tabla 2.2 representa las relaciones más utilizadas para la determinación del aislamiento de los conductores.

Teniendo en cuenta la alta humedad relativa propia de un país tropical, y que las líneas estarán soterradas o en canales tipo bandeja alternativamente, es indicado utilizar conductores con aislamiento RH-RW, como se muestra en la tabla 2.3, en la cual encontramos los diferentes tipos de aislamientos según la temperatura que deberán soportar los conductores y la humedad a la que serán sometidos.

Tabla 2.3 Tipo de aislamiento de los conductores

Nombre de fabricación	Letra	Temperatura máxima de operación	Aplicaciones y limitaciones
Goma	R	60 °C	Localizaciones secas
Goma resistente al calor	RH	75 °C	Localizaciones secas
Goma resistente a la humedad	RW	60 °C	Localizaciones secas y húmedas.
Goma resistente a la humedad y al calor	RH - RW	60 °C	Localizaciones secas y húmedas
		75 °C	Localizaciones secas
Goma látex	RU	60 °C	Localizaciones secas
Goma látex resistente a la humedad	RUW	60 °C	Localizaciones secas y húmedas
Termoplástico	T	60 °C	Localizaciones secas
Termoplástico resistente a la humedad	TW	60 °C	Localizaciones secas y húmedas

2.5 Equipos de protección y control.

Los equipos de protección proporcionan a los sistemas de distribución de energía eléctrica y sus respectivos equipamientos una protección contra corrientes excesivas que son producidas por condiciones anormales, éstas pueden ser causadas por interrupciones ambientales, errores humanos o animales.

Los dispositivos que pueden permitir protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución incluye fusibles, recerradores, porta fusibles, y enlaces de fusibles. El dispositivo seleccionado para una instalación particular depende de las características del sistema en el punto de aplicación. Entre estas características se encuentran la tensión, corriente de carga, rango posible de la corriente de falla, y los parámetros del sistema.

Los breakers son interruptores automáticos utilizados como dispositivos de protección contra cortocircuitos, los cuales son conectados directamente a las líneas.

Estos dispositivos poseen disparos instantáneos ajustables contra cortocircuitos y, en algunos casos, se les provee con combinación de disparos contra cortocircuitos y sobrecargas. Pueden reponerse, por lo general, de forma muy rápida mediante la acción mecánica luego de una actuación. Además, suelen fabricarse con mayor capacidad y desde uno a varios polos en un mismo dispositivo.

2.5.1 Interruptores.

El interruptor es el dispositivo eficaz para la industria por su rápida recuperación en caso de apertura y más aún por la facilidad en sus ajustes, en caso de que posean. A diferencia de los fusibles, poseen unas características combinadas de tiempo definido y tiempo inverso, y estos pueden ser total o parcialmente ajustables así como no ajustables. Para la selección de los interruptores se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos (figura 2.7):

- a) La corriente de acción térmica no debe ser menor que la corriente de servicio máxima.
- b) La corriente de acción magnética debe ser mayor que la corriente transitoria máxima.
- c) Verificar que exista solapamiento con las curvas de sobrecorriente de los interruptores adyacentes.

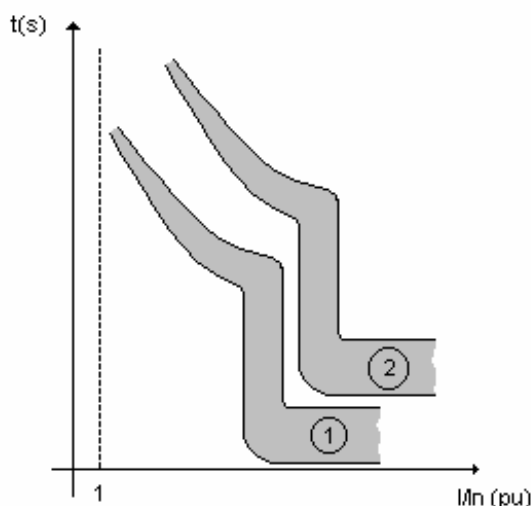


Figura 2.7 Características fundamentales para la selección de interruptores automáticos de sobrecorriente

A continuación se pone a consideración valores de corriente de operación con que se fabrican las protecciones convencionales contra cortocircuitos de circuitos eléctricos:

Breakers (A): 15, 20, 30, 40, 50, 63, 70, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 2500, 3000.

Los relés forman parte de un dispositivo compacto que sirve como protección, medición y control de los elementos del sistema eléctrico.

En la subestación 33/13.8 kV de ferroníquel los interruptores serán al vacío, de aire, o SF6, estos deben operar bajo las siguientes condiciones, en que el voltaje y la frecuencia no deben de sobrepasar:

- voltaje: $\pm 10\%$
- frecuencia: $\pm 5\%$

Se operarán eléctricamente con 225 Vdc

Las características de los interruptores son:

Voltaje máximo	242 kV
Corriente normal	2500 A

2.5.2 Relés diferenciales.

Los relés diferenciales de corriente pueden ser usados para proteger a los transformadores de distribución. Estos relés están conectados a transformadores de corriente en las partes de baja y alta de los transformadores de distribución, la corriente neta de los relés es la diferencia entre las corrientes de entrada y salida de la zona de protección del transformador. Los relés diferenciales proveen un medio efectivo para detectar las fallas multifásicas y fase-tierra de los transformadores, además, la zona de protección puede ser claramente definida.

2.5.3 Transformadores de corriente.

Un transformador de corriente transforma la corriente de línea de un circuito de potencia en valores adecuados para los relés de protección normalizados y además aísla a los mismos de los altos voltajes de línea.

Estos dispositivos se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos.

Los valores de los transformadores de corriente son:

Carga nominal: 2.5 a 200 VA, dependiendo de su función, en este caso, para sus aplicaciones en la subestación de distribución de Ferroníquel, serán de 3 VA.

Corriente nominal: 1200 A en el devanado primario y 5 A por el devanado secundario. Usualmente estos dispositivos vienen con un amperímetro adecuado con la razón de transformación de los transformadores de corriente, por ejemplo: un transformador de 100/5 está disponible con un amperímetro graduado de 0 - 100A.

2.5.4 Transformadores de potencial

Este es un transformador cuya construcción precisa de un devanado especial, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El rango de voltaje con que deberán operar éstos transformadores es de 75 a 765 kV, además, deberá mantener la clase de precisión con variaciones de $\pm 10\%$ del voltaje nominal.

2.5.5 Ubicación de los dispositivos de protección.

Para la ubicación correcta del equipo de protecciones deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- a) El primer punto lógico a proteger será la salida al alimentador.
- b) Idealmente el origen de cada ramal debería considerarse como punto de seccionalización con el objeto de limitar el retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.
- c) Se debe tomar en cuenta la facilidad de acceso al equipo de protección que se instale.

d) La decisión definitiva sobre el grado de protección debe quedar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial en los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

2.5.6 Cálculo de los pararrayos de la subestación.

La seguridad de equipos informáticos, de comunicaciones, científicos e industriales, se ven seriamente condicionadas a los peligros provocados por la naturaleza. Las sobretensiones y transitorios eléctricos son la primera causa física de daños a estos equipos y en mayor cuantía para los problemas de funcionamiento. El origen de las sobretensiones y transitorios son variados e incluyen las descargas eléctricas (rayos), la conmutación de transformadores, las radiointerferencias, las descargas electrostáticas, las variaciones en el voltaje o frecuencia del suministro de las compañías eléctricas, y las explosiones nucleares. Es importante adoptar sistemas específicos para proteger los equipos eléctricos contra las sobretensiones transitorias, un simple componente específico de protección puede eliminar una forma de transitorios, pero puede que el equipo se encuentre a merced de otro tipo de transitorios, o bien producidos por otra fuente. Es necesario, por tanto, determinar las causas de las sobretensiones transitorias estableciendo así el sistema más apropiado para evitar el problema evaluando protecciones alternativas y conceptos de seguridad, cuyo coste sea efectivo en distintas situaciones prácticas.

En el cálculo de los sistemas de pararrayos resulta necesario conocer que existen distintos niveles de protección para los cuales son diseñados:

- Nivel 1. Máxima seguridad. Recomendada en edificaciones con elevada presencia de público y alto número de impacto de rayos por años.
- Nivel 2. Alta seguridad. Recomendada para edificaciones con poca presencia de público y media ocurrencia de impactos de rayos por años.
- Nivel 3. Seguridad estándar. Recomendada para edificaciones con baja incidencia de impactos de rayos por años.

Por tratarse de una subestación, la cual es de gran importancia dentro del sistema eléctrico de la empresa y una afectación en ella repercutiría en severas consecuencias al

proceso productivo, se decidió realizar los cálculos del sistema de pararrayos para un nivel de protección 1.

Por tanto:

$$Rp = \sqrt{h(2D - h) + \Delta L(2D + \Delta L)}$$

Donde:

Rp: Radio de protección.

h: Altura del pararrayo.

D: Diámetro: Está dado por el nivel de protección.

- Nivel 1: 20 metros.
- Nivel 2: 45 metros.
- Nivel 3: 60 metros.

ΔL : Está dado por el tipo de pararrayo a instalar. Se basa en la diferencia entre la altura del pararrayo y el elemento a proteger.

Altura del pararrayo(h)	Nivel de protección	Diámetro (D)	ΔL
7 m	1	20 m	2

$$Rp = \sqrt{h(2D - h) + \Delta L(2D + \Delta L)}$$

$$Rp = \sqrt{7(2 \cdot 20 - 7) + 2(2 \cdot 20 + 2)}$$

$$Rp = 17.74m.$$

2.5.7 Sistema de puesta de tierra.

Con el objetivo de preservar las vidas humanas en los momentos en que la corriente eléctrica se nos va de control, y facilitar el camino de ella a tierra, es que se piensa en los sistemas de puesta a tierra.

La denominación "puesta a tierra" abarca a toda la estructura metálica directa sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de

una instalación y un electrodo, o grupo de electrodos, enterrados en el suelo, con objetivo de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o las descargas de origen atmosférico.

Este sistema se constituye de una malla de tierra localizada en toda la zona del patio de la subestación, consta de una serie de electrodos enlazados entre si con un cable de cobre desnudo calibre 4/0 AWG. En las trincheras del local se transportara el conductor de cobre desnudo para la conexión a tierra de los elementos metálicos de la subestación. La puesta a tierra de los elementos se hará mediante cables de cobre desnudo calibre 1/0 AWG. La resistencia a tierra en cualquier punto del sistema, no debe ser mayor a 10 Ohms.

En la subestación el sistema de puesta a tierra debe ser confiable, por lo que un sistema de malla simple el cual es formado normalmente por conductores no seria lo más confiable debido a que en la subestación se manejan grandes valores de corriente. Por estas razones es que el cálculo del sistema de puesta a tierra se debe de realizar a través de la malla compleja, la cual esta formada normalmente por conductores y varillas, lo que garantiza una mayor rigidez eléctrica.

La ecuación de cálculo para la malla compleja es la siguiente:

$$R_v = \frac{0.9 \cdot \delta T}{L_v} \quad R_c = \frac{2.1 \cdot \delta T}{L_c}$$
$$R_v = \frac{0.9 \cdot \delta T}{L_v} \quad R_c = \frac{2.1 \cdot \delta T}{L_c}$$

Donde:

Rt: Resistencia del terreno.

N: Número de varillas empleadas.

η : Factor de apantallamiento.

Rv: Resistencia de una varilla.

Rc: Resistencia del conductor.

Lv: Longitud de la varilla.

Lc. Longitud del conductor.

El tipo de suelo que existe en el lugar donde será construida la subestación es alópteno y laterítico.

Tabla 2.4 Características del sistema de puesta a tierra

Resistividad del terreno	Número de varillas empleadas	Factor de apantallamiento.	Longitud de la varilla	Longitud del conductor
60 Ω/m	5	0.87	3 m	30 m

$$R_v = \frac{0.9 \cdot \delta T}{L_v} = \frac{0.9 \cdot 60 \Omega / m}{3m} = 18 \Omega \quad R_c = \frac{2.1 \cdot \delta T}{L_c} = \frac{2.1 \cdot 60 \Omega / m}{30m} = 4.2 \Omega$$

$$R_t = \frac{1}{\frac{0.9 \cdot N \cdot \eta}{R_v} + \frac{1}{R_c}} = \frac{1}{\frac{0.9 \cdot 5 \cdot 0.87}{18 \Omega} + \frac{1}{4.2 \Omega}} = 2.19 \Omega$$

Por tanto, el valor de la resistencia del terreno que se obtuvo brinda buena rigidez eléctrica ante las principales anomalías que se puedan presentar en la subestación.

En un sistema de tierra, el electrodo de tierra provee la conexión física a tierra y es el medio utilizado para disipar la corriente a ella. Existen 2 tipos básicos de electrodos: el natural, que está intrínsecamente dentro de la instalación que incluye todo el metal enterrado como tuberías de agua, la estructura del edificio (si está efectivamente conectada a tierra), el metal de refuerzo de la cimentación, y el otro tipo de electrodo es la varilla de tierra.

Los electrodos fabricados son instalados específicamente para mejorar el desempeño de los sistemas de tierra que incluyen mallas de alambre, platos metálicos, conductor de cobre desnudo y varillas directamente enterradas en el terreno.

La varilla de tierra es el electrodo más utilizado. La varilla está constituida por un núcleo de acero y un recubrimiento de cobre aplicado mediante un proceso electrolítico garantizando así un enlace en la interfase a nivel molecular proveyendo un buen desempeño de la misma durante su vida útil.



Figura 2.8 Varilla de tierra

Tabla 2.5 Descripción de los electrodos

Diámetro			Longitud(m)	Espesor del recubrimiento de cobre (m)
Pulgadas	mm	mm		
5/8	15.88	16.0	3.000	0.254

2.6 Conclusiones.

- ❖ En los circuitos de distribución predominan los conductores de cobre, siendo éstos los que se utilizarán en la distribución de 13.8 kV hasta los transformadores de distribución secundaria.
- ❖ Se instalarán transformadores secos de 25 MVA en la subestación de distribución de 33/13.8 kV.
- ❖ Los conductores deben seleccionarse de acuerdo a varias características, como son el tipo de carga a alimentar, los niveles de corriente y voltaje, las condiciones ambientales, el tipo de aislamiento que deben poseer, además, existen varios métodos para su selección como lo son la densidad económica de la corriente y las normas de la AWG.
- ❖ Para la proyección de una subestación es necesario conocer el tipo de instalación que se requiere, seleccionar correctamente sus componentes, y conocer las características de las cargas a alimentar

Capítulo 3

Balance económico del proyecto

3.1 Introducción.

3.2 Evaluación económico – financiera y factibilidad económica del proyecto.

3.3 Comparación de las variantes de localización del proyecto Ferroníquel

3.4 Valoración ecológica e impacto ambiental.

3.5 Conclusiones.

3.1 Introducción.

En todo proyecto se deben tener en cuenta las variantes más ventajosas tanto técnicamente como desde el punto de vista económico, para ello es necesario realizar un análisis de las variantes y de las propuestas realizadas teniendo en cuenta las condiciones económicas actuales para así definir las opciones factibles y justificar las decisiones previamente determinadas en cuanto a la idoneidad de la transición del voltaje de distribución de 6 kV a uno de 13.8 kV.

3.2 Evaluación económica – financiera del proyecto y factibilidad económica.

Los costos de capital y de operación (CAPEX por sus siglas en inglés) se basan en los diagramas de flujo de proceso y los planos de disposición general.

La compilación del CAPEX para este estudio de ingeniería ofrece varios desafíos que son particulares a este proyecto:

- El alcance del proyecto incluye la construcción de una instalación nueva.
- La modificación de instalaciones y terrenos para acomodar el nuevo diseño del proceso y su equipamiento.
- La economía cubana no es una economía de mercado tradicional. Cuba tiene una economía centralizada pero al mismo tiempo acepta la necesidad de una ejecución de mercado-controlada para proyectos financiados y manejados por

corporaciones extranjeras. Históricamente, la construcción en Cuba se ha realizado sobre todo bajo los auspicios del Ministerio de la Construcción (MICONS), pero especialmente en la minería, bajo la dirección del Ministerio de la Industrias Básica (MINBAS).

- Durante los últimos 15 años muy pocos proyectos de construcción industrial grandes han ocurrido en Cuba. El número limitado de proyectos precedentes hace difícil establecer los niveles de productividad del trabajo, disponibilidad de materiales, etc.

El CAPEX se divide en tres componentes principales: Costos Directos, Costos Indirectos y Contingencia. Los Costos Directos e Indirectos se subdividen en una nomenclatura de trabajos (NT) por áreas, lo que permitirá contabilizar los costos por instalaciones o sistema según sea aplicable. En la tabla 3.1 se muestran los estimados del costo capital.

Costos Directos: Costo de todo el equipamiento y suministro de materiales, y el costo de construcción y montaje de todas las instalaciones permanentes. Esto incluye las áreas en la NT desde la 000 hasta la 800.

Costos Indirectos: Costo de las instalaciones y servicios temporales de la construcción, equipamiento de construcción, fletes, seguros y servicios de gerencia de ingeniería, gestión de compras y construcción. Los costos indirectos están incluidos en las secciones NT desde 1000 hasta 1090

Contingencia: Una línea de costo, expresado generalmente como un porcentaje de la suma de los costos directos e indirectos, para cubrir los trabajos necesarios dentro del alcance definido del proyecto que no se puede identificar o detallar en la etapa actual del desarrollo del proyecto.

Un NT es una jerarquía orientada de proyecto de las tareas o áreas geográficas de trabajo que definen y gráficamente muestran el cúmulo total de trabajo a ser completado para alcanzar los objetivos finales de un proyecto. El NT se establece de arriba hacia abajo (desde el nivel superior hasta el inferior) proporcionando una definición cada vez más detallada en cada nivel.

Las funciones específicas de la NT son:

- o Proporcionar estructura al alcance de los trabajos
- o Proporcionar un marco de trabajo para presupuestar, acumular los costos y preparar el cronograma
- o Proporcionar un código básico para los documentos y dibujos, inventario del equipamiento y ejecución del proyecto.
- o Los dos niveles superiores del proyecto NT y sus respectivos valores son mostrados en la tabla 3.1.

El Estimado de los Costos Capitales está expresado en Dólares Americanos (USD) o en su caso en millones de USD (MUSD) teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Otros costos monetarios han sido convertidos a dólares americanos (USD) acorde a las tasas de cambios (ver anexo 7)
- No se ha hecho ninguna provisión para las fluctuaciones en las tasas de cambio monetarios.
- No se ha hecho ninguna provisión para impuestos o aranceles aplicables a cambios monetarios.

Tabla 3.1 Resumen de los costos capitales de la planta de ferroníquel

Descripción	Costo Área (MUSD)
Costos Directos	
Mina y Transportación del mineral	55,264,521
Preparación del área de la planta y las carreteras	4,344,631
Instalaciones de Servicios	8,106,632
Servicios – tuberías, electricidad, controles	35,701,216
Recepción, secado y calcinado del mineral	75,669,635
Equipamiento del Proceso de Fundición	88,301,622
Equipamiento del Proceso de Refinado	22,024,379
Edificio Fundición / Refinación	40,324,855
Flota Móvil (Planta Procesadora)	4,204,495
Total Costos Directos	333,941,986
Costos Indirectos	
Facilidades de la Construcción	2,682,164
Piezas de Repuesto	5,643,159

Llenado Inicial	2,426,200
Fletes	10,857,124
Transportación & Seguros	1,117,993
Representantes del Vendedor	3,255,269
Representantes del Equipamiento Existente	295,123
Ingeniería Básica	7,875,955
Ing. detallada, Procuración y Dirección Construcción	56,743,966
Ingeniería de Terceros	1,031,135
Costos del Dueño	21,714,490
Total Costos Indirectos	113,642,577
Total Costos Directos & Indirectos	447,584,563

La utilización de las instalaciones de las Camariocas conllevaría a un costo mayor, pues se necesitaría restaurar varios inmuebles, recuperar a muchos equipos, gastos en reparaciones y mantenimiento excesivos, y se tendría que operar con una tecnología obsoleta. A continuación se muestra el costo estimado de la reconstrucción y completamiento de las instalaciones de las Camariocas:

Construcción: 71,183,797 USD

Equipamiento: 330,836,342 USD

Montaje: 35,198,501 USD

Otros: 177,701,818 USD

El valor total de la inversión sería de 696,948,120 USD.

3.2.1 Fuerza de Trabajo.

Los requisitos de fuerza de trabajo de la nueva planta de ferroníquel asumen que todas las operaciones de la mina y las plantas, además de una porción sustancial del mantenimiento, son realizadas en las propias instalaciones, a excepción de las reparaciones o los reemplazos de importantes equipamientos que son cubiertos por un capital de sostenimiento.

Tomando de referencia operaciones y situaciones similares se ha definido una partida presupuestaria para los servicios, la cual cubrirá la carga restante de mantenimiento así como varios servicios a la planta, (ej. limpieza, trabajo legal y servicios médicos).

3.2.1.1 Categorías de la fuerza de trabajo:

Cuatro niveles de empleados son considerados en las operaciones de minería y procesos:

- Extranjero: Representantes de la gerencia y expertos con experiencia en fundición de ferroníquel y piro-refinación
- Nivel 3: Posiciones que requieren habilidades de Gerencia, especialistas de operación y mantenimiento, y graduados (Ingenieros)
- Nivel 2: Supervisores de primera línea y habilidades técnicas y operativas de gran nivel (Supervisores, Especialistas / Tecnólogos)
- Nivel 1: Operaciones generales, habilidades en mantenimiento y trabajo de oficina (Operarios / Empleados).

Costos por categorías:

La nueva planta de ferroníquel, como ya se dijo, estará localizada en la zona de concesión minera, construyéndose solamente los locales necesarios para su funcionamiento, como consecuencia de esto se eliminarán alrededor de 200 puestos de trabajo. A modo de comparación, en la tabla 3.2 se muestran los costos salariales en sus diferentes categorías en el caso de que la planta se construyera aprovechando las instalaciones de las Camariocas.

La tarifa salarial para la mano de obra cubana es la misma en todas las categorías. Los costos de la fuerza de trabajo extranjera son estándares de la industria.

El tiempo extra para empleados de los niveles 1 y 2, será pagado a un estimado del 5% de su costo anual.

En su nueva ubicación, la fuerza de trabajo para la operación de la planta será aproximadamente de 656 personas, distribuidas de la siguiente forma:

- Gerencia empresa: 73
- Gerencia Plantas: 38
- Plantas: 390
- Mantenimiento: 155

Siendo el costo de la fuerza de trabajo aproximadamente de 10,086,159 USD/año.

Como se puede apreciar en la tabla 3.2, el total de trabajadores que se requeriría en las Camariocas sería de 927 obreros, con un costo de 14,252,850 USD al año.

Tabla 3.2 Requerimientos de Fuerza de Trabajo por Niveles de Categorías

Área	Número de trabajadores			Total fuerza de trabajo	Costo USD/año
	Nivel	Nivel	Nivel		
	1	2	3		
Administración	11	11	5	27	425,250
Producción	3	7	6	16	252,000
Ingeniería y logística	2	1	0	3	47,250
Ingeniería de Mtto.	6	4	0	10	157,500
Logística y Almacenaje	4	5	10	19	299,250
Administración General	26	28	21	65	1,181,250
Dpto. de Geología	5	4	7	16	252,000
Dpto. de Ingeniería	4	3	2	9	141,750
Operaciones Mineras	5	4	7	16	2,718,450
Mantenimiento Minero	5	5	22	52	756,000
Mina	19	12	169	257	3,868,200
Preparación de Mineral	5	0	40	68	998,550
Secado y Trituración	4	0	40	44	693,000
Reducción (Alimentación)	9	0	88	157	2,357,550
Fundición (Refinería)	5	0	95	134	2,151,000
Refinación & Embalaje	4	0	51	85	1,318,050
Seguridad & M. Ambiente	3	22	9	34	535,500
Mtto. Equipos Planta					
Planta de Proceso	35	41	372	595	9,203,400
TOTAL GENERAL	80	81	562	927	14,252,850

3.3 Comparación de las variantes de localización del proyecto Ferroníquel

La relación económica presentada a continuación es una comparación entre las dos variantes de localización del proyecto, para esto, se tomaron en cuenta el valor actual del níquel en el mercado internacional y los costos de producción en cada caso.

Para este estimado preliminar se toma como base el mismo proyecto ubicándolo en el centro de masa del área de la concesión minera Moa Occidental y colindante con el yacimiento de Yamanigüey (primera variante), y en zona A (segunda variante), sin cambios conceptuales y sin tener en cuenta las obras inducidas que pudieran requerirse. En ambos casos se actualizaron los valores en el mercado mundial de los principales insumos: 191 USD/ton de fuel oil, y 0.11 USD/kW

Descripción	Las Camariocas	Concesión Minera
Costo de producción	3,66 USD/lb Ni	3,40 USD/lb Ni
Precio de venta	6,01 USD/lb Ni	6,01 USD/lb Ni
Recuperación de la inversión	5,5 años	4,8 años

El área de concesión minera (ubicada en el antiguo Campamento Minero de la Pedro Soto Alba) es la opción seleccionada, pues existe una notable diferencia en el costo de producción y la recuperación de la inversión, dos renglones determinantes para el éxito de toda operación inversionista.

3.3.1 Evaluación preliminar del costo de las alternativas de suministro eléctrico a la planta de ferroníquel.

La alternativa 1 fue planteada solamente con el propósito de referencia pues el flujo de carga no satisface el criterio (n-1).

Las Alternativas 2 y 3, con dos líneas a Moa desde Felton o desde de Mayarí están en rango de 15 MMUSD $\pm$ 3 %, pero son menos confiables que las Alternativas 4, 5 y 6.

Las alternativas 4 y 5 (con subestación en Mayarí más una 3^{ra} línea) están en el rango de 27 MMUSD $\pm$ 3 %. El pequeño incremento en nivel de cortocircuito que ofrecen no justifica su mayor costo. Además, la construcción de semejante subestación en Mayarí exige también más esfuerzos para contratar los diferentes renglones, así como para el montaje y el arranque.

Anteriormente, en el capítulo 1 se expresó que 6^{ta} alternativa es un 15% más costosa que la 2 o la 3, pero que ese incremento en el costo estaba justificado por ser más confiable por sus características físicas. En la tabla 3.3 se muestran los gastos estimados de cada una de las variantes para el suministro eléctrico a ferroníquel.

Tabla 3.3 Valoración preliminar del costo de las alternativas

INVERSIONES EN	Cantidad	Costo Total	Equipos Mat.	Const. y Mont.	Otros
1 c/fase					
No. de campos 220 kV Nuevos					
TOTAL		15400	8791	4958	1650.4
ALTERNATIVA 3					
Lineas 220 kV DC 2 c/fase	2	6600	3300	2650	740
Lineas 220 kV DC 1 c/fase	4	1740	870	435	136.8
No. de campos 220 kV Nuevos	17	12540	6080	3653	1065.7
TOTAL		14800	9247	4115	1438
ALTERNATIVA 2	38	7800	3900	2964	936

Líneas 220 kV DC 2 c/fase	2	660	330	250.8	79.2
Líneas 220 kV DC 1 c/fase	6	1140	570	433.2	136.8
Líneas 220 kV SC 1 c/fase	92	11125	5924	3946.1	1254.8
No. de campos 220 kV Nuevos	20	14300	9152	3803.8	1203.2
TOTAL		27675	16291.3	8526.6	2857.1
ALTERNATIVA 5					
Líneas 220 kV DC 2 c/fase	2	660	330	250.8	79.2
Líneas 220 kV DC 1 c/fase	6	1140	570	433.2	136.8
Líneas 220 kV SC 1 c/fase	92	11125	5924.3	3946.1	1254.6
No. de campos 220 kV Nuevos	18	12800	8192	3404.8	1204.2
TOTAL		26175	15331.3	8127.8	2715.9
ALTERNATIVA 6					
Líneas 220 kV DC 1 c/fase	4	760	380	288.8	91.2
Líneas 220 kV SC 1 c/fase	109	11990	5995	4556.2	1438.
No. de campos 220 kV Nuevos	6	3900	2496	1037.4	366.6
TOTAL		17100	9186	5975.1	1938.9

3.3.2 Evaluación del costo de la propuesta de sustitución de voltaje de distribución de 6kV por 13.8kV.

Aunque la solución a 33/13.8 kV cueste menos, tiene la desventaja de que el punto de conexión común (P.C.C) prácticamente se desplaza hacia la barra de 35 kV de los hornos y los servicios 13.8kV serían altamente dependientes de la disponibilidad del SVC (Static VAR Compensator). Para asegurar un 100% de disponibilidad de la capacidad del SVC es necesario cierto grado de redundancia en sus elementos y esto conlleva un incremento en costo. La experiencia del SVC de Las Tunas (ACINOX) demuestra que, considerando el acceso de Cuba a los mercados, se requieren más piezas de repuesto almacenadas. Esto puede ser especialmente cierto si se selecciona una tecnología de punta como la denominada "SVC Luz".

El financiamiento de las inversiones inducidas mayores por el cliente fue una práctica legal usual en Cuba antes de 1959, y ha sido usada por más de 40 años durante la planificación socialista centralizada y continúa ahora con las Empresas Mixtas, como los negocios de inmobiliarias y turismo. La solución final a este tópico está fuera del alcance del presente trabajo, pero fue necesario formular algún enfoque para la correcta representación de estos costos. En última instancia, el problema del financiamiento debe ser conciliado con la Dirección de Economía y Finanzas de la UNE, la Dirección de Precios del MINBAS, y finalmente determinada por el Ministerio de Finanzas y Precios y otras organizaciones Cubanas.

La disminución del costo en la nueva subestación 33/13.8 kV está dada por la utilización de equipamiento de última generación, más eficientes que los existentes en las

Camariocas los cuales provienen del antiguo campo socialista, y como resultado de la acción del medio ambiente y la falta de mantenimiento presentan un estado que va desde bueno a crítico, pero en general se necesitaría el uso de grandes recursos financieros para adaptarlos a las nuevas condiciones de producción, pues el proyecto inicial planteaba la utilización de la antigua subestación de 110 kV existente en las Camariocas. Esto, unido a las condiciones de la industria del níquel, las cuales imponen la asimilación de las nuevas tecnologías para no quedar marginados tecnológicamente del resto del mundo, han sido determinantes para el cambio del voltaje de distribución. Un informe más detallado de los costos de la subestación que se remodelaría en las Camariocas se puede encontrar en el anexo 5. Resumiendo, los gastos están estimados de la siguiente manera:

Materiales:	3.110.842
Equipamiento:	7.295.330
Total:	11.076.973

Los costos en la construcción de una subestación más compacta en la nueva localización se muestran a continuación:

Materiales	648.691
Equipamiento	603.971
Total	1.332.466

Como se puede apreciar, hay una gran diferencia entre los dos estimados, razón por la cual es factible no remodelar la subestación de las Camariocas

3.4 Valoración ecológica e impacto ambiental.

El Proyecto está comprometido a establecer y operar una planta de ferroníquel y la explotación minera asociada que cumpla en todos los aspectos con los mejores estándares de práctica cubanos e internacionales de manejo medioambiental.

El estudio de impacto medioambiental, se dividió en el estudio denominado “línea base” y el estudio de impacto ambiental. El estudio de línea base definió la situación medioambiental actual e identificó los problemas en las áreas clave, ellos son:

- Reforestación y la rehabilitación de las áreas de minería, así como los problemas de erosión.

- Trabajos de ingeniería civil asociados con la actividad de construcción de la planta Las Camariocas y los servicios auxiliares.

La definición de responsabilidades para la rehabilitación de las áreas de minería reconoce lo siguiente:

1. La minería en las áreas de Yamanigüey, Atlantic, Pronóstico y zona Sur extrajo la capa superior de limonita del perfil de la laterita para la operación de la planta de Moa Nickel y estas actividades han favorecido el proceso de erosión y descarga de sólidos hacia los ríos circundantes.
2. Algunas instalaciones mineras, tales como la planta de preparación de pulpa de Moa Nickel y las presas de cola siguen operando en el área de concesión de Yamanigüey el manejo medioambiental de estas tendrá que ser coordinado para evitar duplicación y súper- posición de impactos en el futuro.

Siempre se ha aceptado el requerimiento de rehabilitar y manejar los impactos ambientales de las operaciones mineras para la extracción de los recursos de saprolita. Basado en los de la investigación, se debe establecer un plan de manejo medioambiental de corto a mediano plazo, que incluye:

- Definir con otras partes las áreas o corredores de uso común y definir las responsabilidades proporcionales por estas áreas.
- Definir las áreas de interés minero para el Proyecto Ferroníquel, para las cuales éste asumirá la responsabilidad de rehabilitación.
- Rehabilitar las áreas que no son de interés minero para el Proyecto o no serán de su responsabilidad.

La ubicación y deposición de la escoria producida será en un área en la cual se ha confirmado que ésta no constituirá un elemento de alteración desde el punto de vista medioambiental. La deposición de escoria granulada de los primeros 3 – 5 años de producción se hará en los depósitos de cienos existentes de Las Camariocas.

3.4.1 Contaminación y nocividad.

Desechos sólidos.

Se estima en 1 235 446 toneladas anuales de escoria granulada como desecho del proceso de fundición y 3 600 toneladas anuales de escoria procedente de la refinación irán a depositarse en el depósito de escoria.

Residuales Líquidos.

Se estima en 848 m³/día de agua procedente del lavado de pisos y demás operaciones y de 60 m³ de aguas negras, para un total de 908 m³/día.

Contaminantes Atmosféricos.

El contaminante atmosférico principal en la planta será el polvo y el SO₂ generado en el proceso de producción.

Ruidos.

El nivel medio de ruidos en las instalaciones industriales será como máximo de 55 decibeles.

3.4.2 Soluciones Previstas.

Los impactos negativos que podrían producirse, se controlaran de la siguiente forma:

Para evitar la emisión de polvo en los caminos mineros, estos se construirán con una capa de rodamiento de material rocoso triturado proveniente del depósito de rocas de rechazo y se regarán con agua con la ayuda de un camión cisterna equipado con rociadores.

- Las instalaciones estarán diseñadas con sus respectivos drenajes y canalizaciones, que serán capaces de coleccionar toda el agua y mineral que se derrame por operaciones y/o accidentalmente o por lluvias. El agua colectada se conducirá hasta una piscina de sedimentación, donde los sólidos en suspensión se sedimentarán.
- La estación de trituración y cribado generará un rechazo de roca serpentinitica que será utilizado en la recuperación de las áreas minadas, en las medidas para el control de la erosión y sedimentación y para la construcción de caminos mineros. El rechazo sobrante tendrá una deposición definitiva en áreas minadas seleccionadas de la concesión.

Sistema de control y purificación.

Para el tratamiento de las aguas negras se tiene en cuenta el uso de un sistema WSZ-AO. El agua después de tratada en este sistema puede ser descargada sin peligro a cualquier corriente de agua.

3.4.3 Otras cuestiones de interés medioambiental.

La degradación de las áreas de minería después de la extracción del horizonte de limonita es una preocupación para el proyecto en relación con las responsabilidades medioambientales potenciales. En correspondencia, se deberá realizar un estudio completo de línea base ambiental para establecer la situación medioambiental de todas las áreas de minería y plantas que permita contabilizar, definir y delimitar apropiadamente la responsabilidad de rehabilitación de la empresa.

Existen estudios de los impactos ambientales que deben ser actualizados, éstos permitirían el desarrollo de un plan de manejo medioambiental abarcador y asegurar todos los requisitos medioambientales y las licencias de planificación de las autoridades cubanas.

Teniendo en cuenta lo observado en las actuales áreas de explotación y de otras abandonadas, ésta investigación identificó como problema clave lo siguiente:

- Inadecuado y no controlado manejo medioambiental luego de la decisión de suspender la reforestación y la rehabilitación de las áreas de minería, que resulta en erosión incontrolada de las áreas de minería y el transporte de vastas cantidades de sedimentos y polutantes hacia los ríos que cruzan el área, llegando hasta las aguas de la laguna, así como polución atmosférica desde las plantas existentes.

3.5 Conclusiones

- ❖ La migración de la construcción de la planta de ferroníquel de las Camariocas a la zona de su nueva ubicación, conocida como concesión minera, tiene notables ventajas económicas. La propuesta del cambio del voltaje de distribución de 6 kV a 13.8 kV en el proyecto Ferroníquel permite aprovechar la incursión de nuevas tecnologías, nuevos equipos, y su ejecución costará mucho menos.
- ❖ La alternativa mas económica y confiable para la conexión de la planta de ferroníquel al SEN es la #6 de las expuestas en el capítulo 1, pues es la menos costosa entre las más confiables.
- ❖ Se reducen los costos de la fuerza de trabajo y de los materiales para el mantenimiento.
- ❖ El impacto ambiental será mínimo tomando en cuenta la puesta en marcha de varias medidas para reducir los contaminantes, como el polvo y la escoria, y la aplicación de un sistema de control y purificación del agua.

Conclusiones Generales

- ❖ La nueva planta de Ferroníquel estará localizada en un área conocida como conesión minera (ver anexo 6), en el antiguo campamento de la fábrica Pedro Soto Alba, con el objetivo de disminuir costos en transporte y equipamiento.
- ❖ Se conectará al SEN mediante una configuración que aumenta la fiabilidad y reduce significativamente el efecto de los cortes del suministro
- ❖ Se utilizarán conductores de cobre para la distribución del voltaje de distribución de 13.8kV hasta los transformadores de distribución, es muy importante realizar su selección de acuerdo a las características particulares de las cargas y el medio ambiente para asegurar un desempeño eficiente de éstos.
- ❖ Se instalarán transformadores seco 25MVA en la subestación de distribución de 33/13.8 kV.
- ❖ La propuesta del cambio del voltaje de distribución de 6 kV a 13.8 kV en el proyecto Ferroníquel permite reducir los costos y la asimilación de nuevas tecnologías.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta los estudios realizados y las conclusiones a las que se llegaron, se recomienda:

- ❖ Usar transformadores secos encapsulados al vacío con una potencia de 25 MVA en la subestación de 33/13.8 kV de Ferroníquel.
- ❖ Realizar comprobaciones al calibre de los conductores por el método de caída de tensión cuando el proyecto de su construcción se halla ejecutado.
- ❖ Es necesario realizar estudios de las cargas para determinar el grado de afectación de los armónicos con el objetivo de aplicar soluciones que permitan mitigar sus efectos.

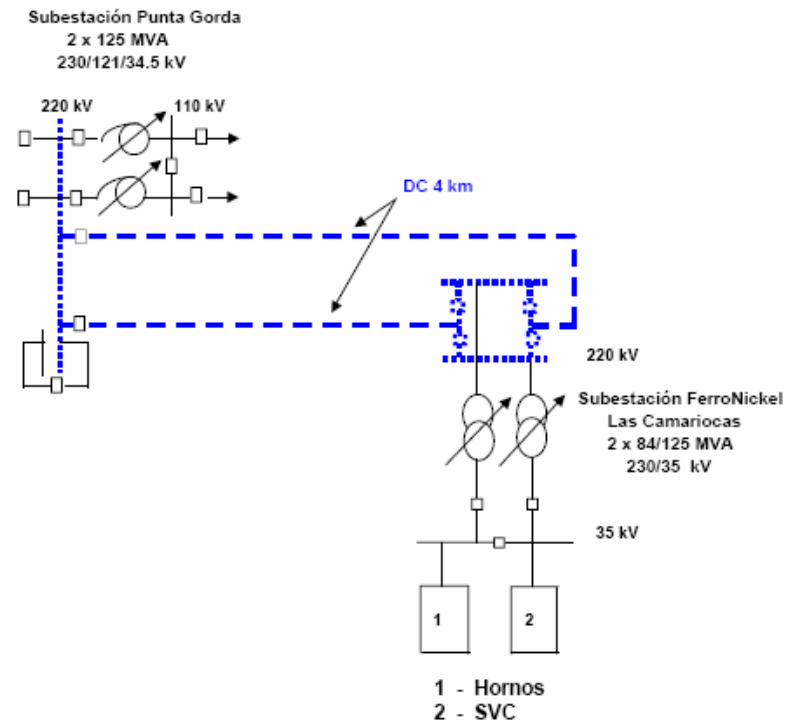
Bibliografía

- 1 ABB Power Technology, S.A. España. Transformadores de distribución tipo seco encapsulado al vacío (Catálogo industrial).
- 2 Cuba.PROGEN. Sumario Ejecutivo / Cubaníquel – Moa.
- 3 Cuba.Yamanigüey SA. Microlocalización FeNi 2009 / Cubaníquel – Moa.
- 4 Cuba.Moa Occidental. Appendix D_D-10Sum.Eléctrico / Cubaníquel – Moa.
- 5 Cuba.Moa Occidental. Appendix E-3 Electricidad / Cubaníquel – Moa.
- 6 Cuba.Moa Occidental. Appendix G-2 to G-4 / Cubaníquel – Moa.
- 7 D. Stevenson William. Análisis de sistemas eléctricos de potencia.
- 8 <http://www.maciasweb.com/uia/instelec/conductores.ppt>
- 9 <http://www.vasile.com.ar/>
- 10 <http://www.Incoesa Trafodis.com.ar>
- 11 <http://es.wikipedia.org/wiki/>
- 12 Maliuk Svetlana. Electrificación de minas.
- 13 Procobre.México. Conductores eléctricos (Catálogo industrial).
- 14 S&C ELECTRIC COMPANY. Boletín Descriptivo 212-30S.

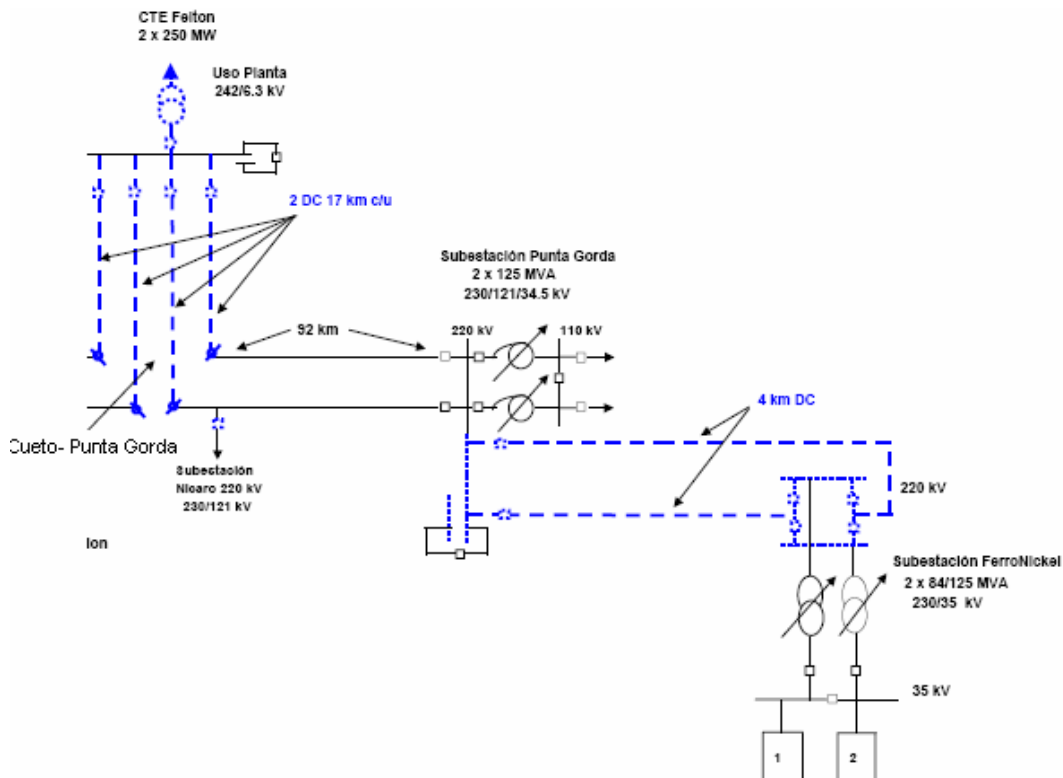
Anexos:

Anexo1. Variantes de conexión al SEN.

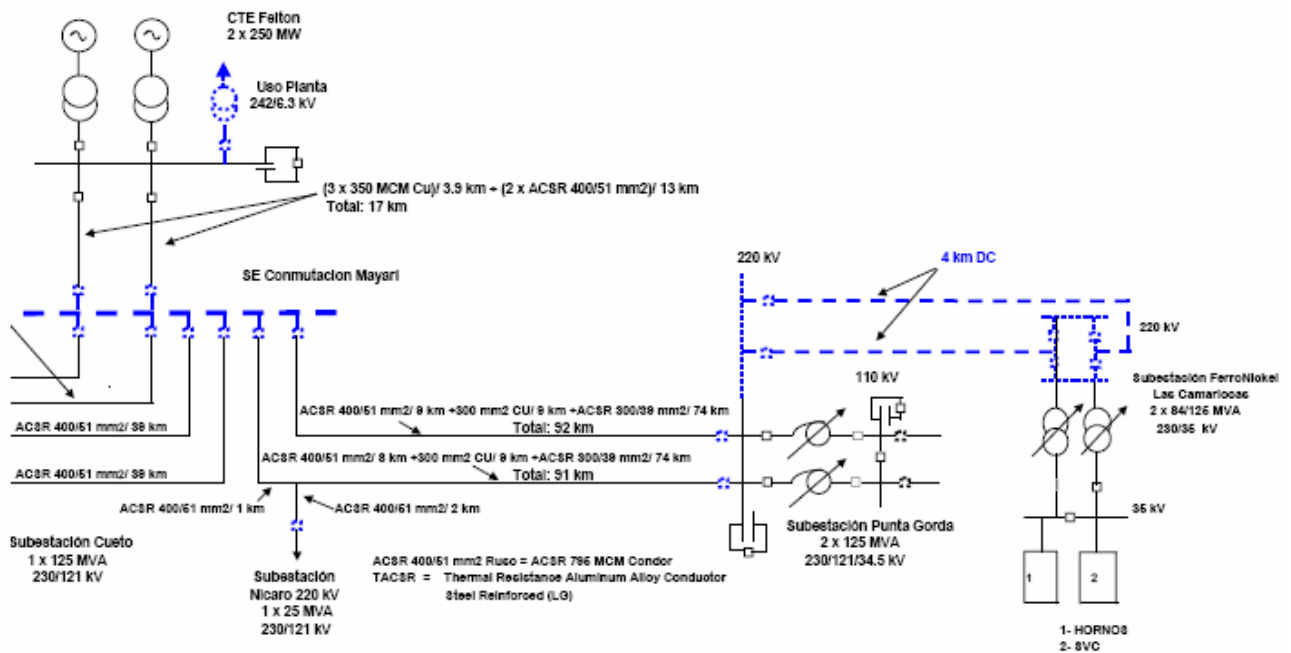
Variante 1



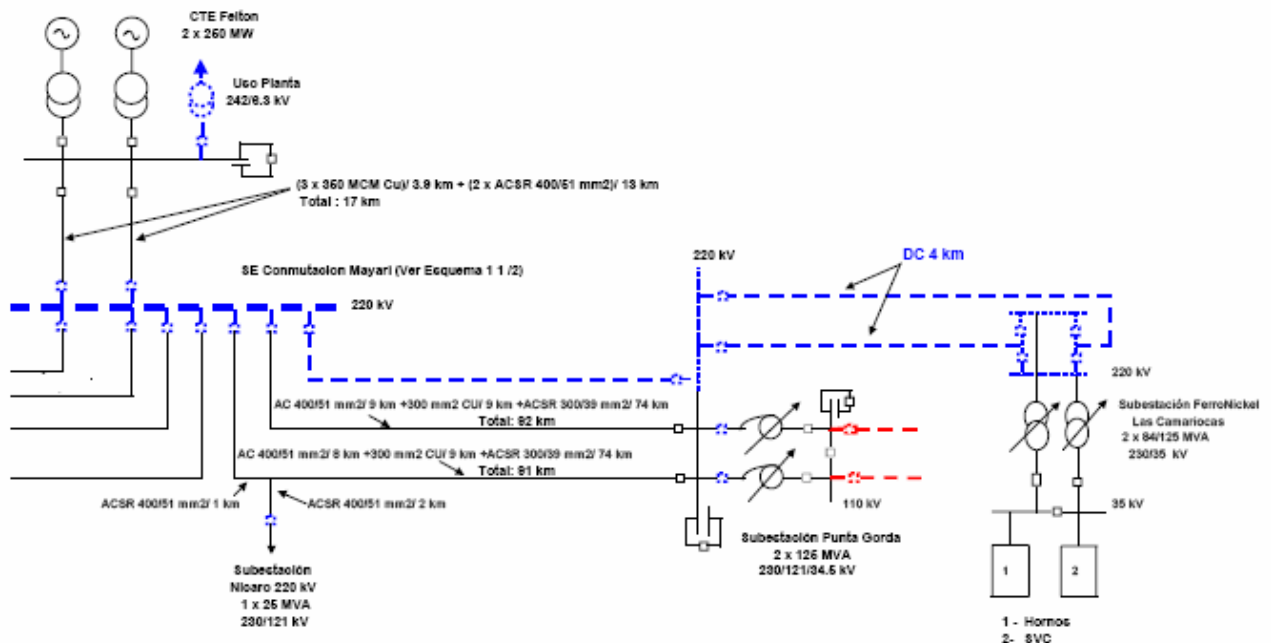
Variante 2



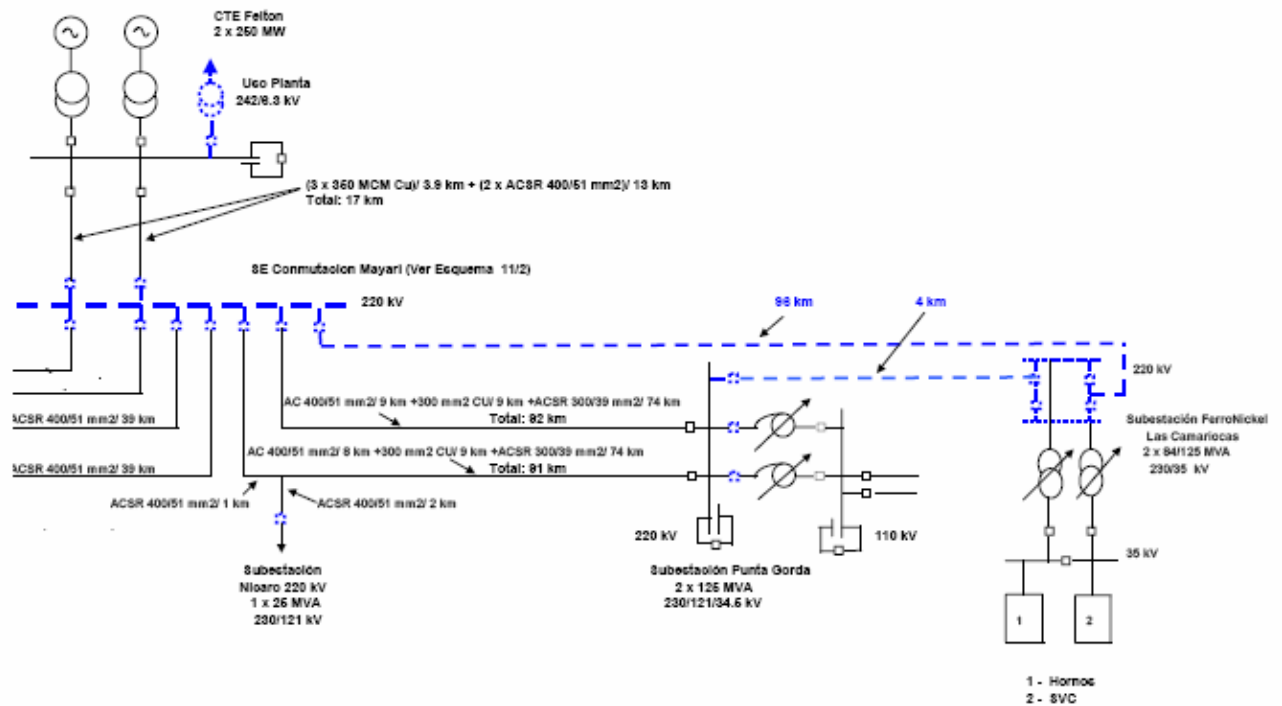
Variante 3



Variante 4



Variante 5



Anexo 2. Catálogos de transformadores.

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 12 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA	50	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Perdidas en vacío (Po) W	350	440	610	820	1100	1150	1350	1370	1800	2000	2500	2800	3600	4300	6000
Perdidas de carga (Pk) 75°C W	1230	1760	2380	3080	3780	4310	5630	6690	8010	8900	11130	12460	16200	18900	22500
Perdidas de carga (Pk) 120°C W	1400	2000	2700	3500	4300	4900	6400	7600	9000	10000	12500	14000	18000	21000	25000
Impedancia en cortocircuito %	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA) dB	58	59	62	65	66	68	69	70	71	73	74	76	78	81	83
Longitud (A) mm	1000	1020	1200	1290	1290	1380	1380	1530	1470	1590	1650	1800	1830	2040	2250
Anchura (B) mm	770	770	770	850	850	850	850	900	900	900	1000	1000	1000	1250	1250
Altura (H) mm	1080	1130	1130	1180	1320	1350	1480	1520	1750	1750	2000	2100	2430	2500	2680
Peso Kg	520	620	845	1230	1310	1660	1570	2060	2170	2620	3100	4020	4630	5500	6900
Distancia entre ruedas (E) mm	520	520	520	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas mm	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G) mm	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 24 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA	50	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Perdidas en vacío (Po) W	350	500	750	880	1150	1200	1500	1650	2100	2300	2900	3100	4200	5000	7000
Perdidas de carga (Pk) 75°C W	1320	1850	2550	3340	4050	4840	6160	6860	8370	9790	12020	14240	17550	20700	24300
Perdidas de carga (Pk) 120°C W	1500	2100	2900	3800	4600	5500	7000	7800	9400	11000	13500	16000	19500	23000	27000
Impedancia en cortocircuito %	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA) dB	58	59	62	65	66	68	69	70	71	73	74	76	78	81	83
Longitud (A) mm	1050	1200	1380	1450	1450	1500	1470	1590	1530	1620	1680	1830	1890	2040	2220
Anchura (B) mm	780	780	780	850	850	900	900	900	900	900	1000	1000	1000	1250	1250
Altura (H) mm	1100	1150	1180	1220	1320	1350	1500	1520	1750	1750	2080	2150	2480	2550	2720
Peso Kg	505	650	865	1150	1250	1470	1575	1910	2100	2445	2930	3860	4460	5565	6645
Distancia entre ruedas (E) mm	520	520	520	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas mm	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G) mm	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 36 kV

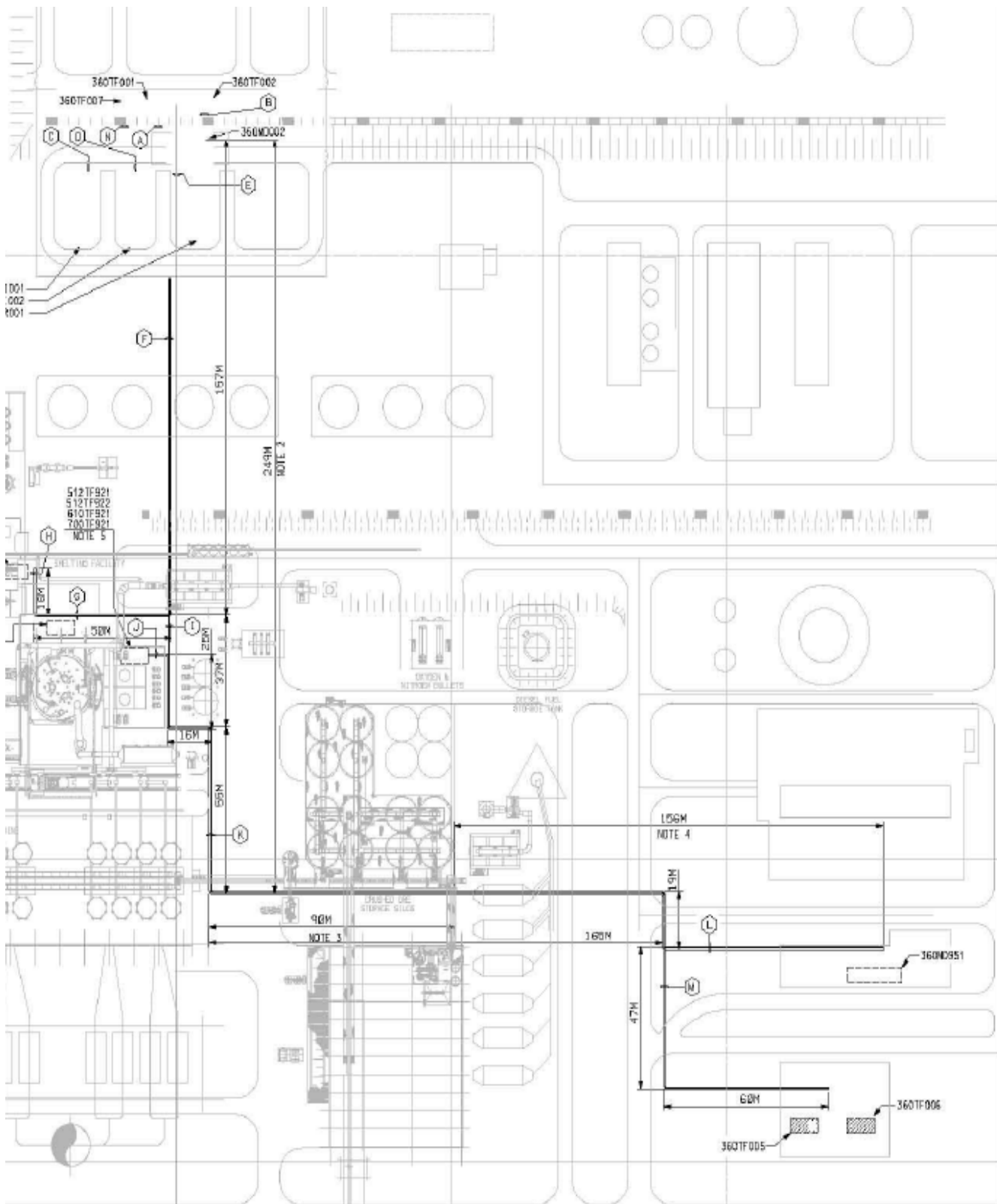
POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA		160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Perdidas en vacío (Po) W		960	1280	1500	1650	1950	2200	2800	3100	3700	4200	5000	5800	7500
Perdidas de carga (Pk) 75°C W		2550	3520	4220	5020	6250	7040	8630	10240	12280	15130	18900	22500	26100
Perdidas de carga (Pk) 120°C W		2900	4000	4800	5700	7100	8000	9700	11500	13800	17000	21000	25000	29000
Impedancia en cortocircuito %		6	6	6	6	6	6	6	7	7	8	8	8	8
Nivel de potencia sonora (LWA) dB		66	67	68	69	70	71	72	73	74	76	78	81	83
Longitud (A) mm		1550	1580	1640	1740	1700	1760	1760	1880	1880	2060	2120	2270	2510
Anchura (B) mm		840	930	940	1000	1000	1000	1000	1050	1100	1150	1150	1300	1300
Altura (H) mm		1300	1450	1450	1500	1650	1750	1880	1950	2220	2280	2560	2650	2880
Peso Kg		1120	1400	1610	2100	2120	2550	3020	3250	3680	4480	5200	6200	7900
Distancia entre ruedas (E) mm		520	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas mm		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G) mm		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 12 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA	50	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Longitud (A) mm	1290	1310	1490	1580	1580	1670	1670	1820	1760	1880	1940	2110	2140	2350	2560
Anchura (B) mm	1020	1020	1080	1110	1110	1140	1140	1190	1170	1210	1230	1280	1290	1360	1430
Altura (H) mm	1380	1430	1440	1510	1650	1680	1810	1850	2080	2100	2350	2470	2800	2890	3070
Peso Kg	670	770	990	1380	1480	1830	1740	2270	2420	2870	3390	4310	5010	5880	7370

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 24 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA	50	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Longitud (A) mm	1410	1560	1740	1810	1810	1860	1830	1950	1890	1980	2040	2210	2270	2420	2600
Anchura (B) mm	1150	1200	1260	1290	1290	1300	1290	1330	1310	1340	1360	1410	1430	1480	1540
Altura (H) mm	1400	1450	1490	1550	1650	1680	1830	1850	2080	2100	2430	2520	2850	2940	3110
Peso Kg	650	800	1030	1360	1460	1680	1820	2160	2390	2740	3220	4220	4840	5940	7110



Anexo 4. Catálogos de la AWG.

Tensión Nominal	1. Conductor			3. Capa Interna	4. Capa Externa	Resistencia DC a 20°C	Diámetro Exterior	Capacidad de Corriente (*)	Peso Total Aproximado
	Calibre	No Hilos	Diámetro	Espesor	Espesor				
Kv	AWG/kcmil	Aluminio/Acero	mm	mm	mm	Ohm/km	mm	A	Kg/Km
15	2	6/1	7,78	1,91	1,91	0,829	17,4	190	330
15	1/0	6/1	9,81	1,91	1,91	0,521	19,4	255	447
15	2/0	6/1	11,01	1,91	1,91	0,413	20,6	295	527
15	3/0	6/1	12,36	1,91	1,91	0,328	21,9	345	624
15	4/0	6/1	13,88	1,91	1,91	0,260	23,5	400	744
15	266,8	18/1	15,00	1,91	1,91	0,211	24,6	465	757
15	336,4	18/1	16,84	1,91	1,91	0,167	26,4	535	906
15	397,5	18/1	18,31	1,91	1,91	0,141	27,9	595	1036
15	477	18/1	20,05	1,91	1,91	0,118	29,6	670	1201
15	556,5	18/1	21,66	1,91	1,91	0,101	31,2	740	1365
15	636	18/1	23,15	1,91	1,91	0,088	32,7	805	1526
35	1/0	6/1	9,81	4,45	3,18	0,521	27,3	255	715
35	2/0	4/0	11,01	4,45	3,18	0,413	28,5	295	808
35	3/0	6/1	12,36	4,45	3,18	0,328	29,9	345	920
35	4/0	6/1	13,88	4,45	3,18	0,260	31,4	400	1058
35	266,8	18/1	15,00	4,45	3,18	0,211	32,5	465	1084
35	336,4	18/1	16,84	4,45	3,18	0,167	34,3	535	1254
35	397,5	18/1	18,31	4,45	3,18	0,141	35,8	595	1401
35	477	18/1	20,05	4,45	3,18	0,118	37,5	670	1586
35	556,5	18/1	21,66	4,45	3,18	0,101	39,2	740	1768
35	636	18/1	23,15	4,45	3,18	0,088	40,6	805	1946
46	4/0	6/1	13,88	5,72	4,45	0,260	36,6	400	1314
46	266,8	18/1	15,00	5,72	4,45	0,211	37,7	465	1348
46	336,4	18/1	16,84	5,72	4,45	0,167	39,5	535	1532
46	397,5	18/1	18,31	5,72	4,45	0,141	41,0	595	1689
46	477,0	18/1	20,05	5,72	4,45	0,118	42,7	670	1888
46	556,5	18/1	21,66	5,72	4,45	0,101	44,4	740	2082
46	636,0	18/1	23,15	5,72	4,45	0,088	45,8	805	2272

Tipo	Calibre AWG (MCM)	No de Hilos			Diam (mm)	Sección (mm ²)	Tensión de Rotura (KN)	Peso (kg/m)	Capacidad de Corriente (A)
		Al	Acero	Cu					
ACSR	2	6	1	-	8.03	39.23	12.89	0.136	180
	1/0	6	1	-	10.11	62.39	19.87	0.216	230
	2/0	6	1	-	11.35	78.65	24.01	0.273	270
	3/0	6	1	-	12.75	99.23	30.06	0.344	300
	4/0	6	1	-	14.30	125.00	37.87	0.433	340
	(266.8)	26	7	-	16.31	157.00	51.13	0.547	460
	(300)	26	7	-	17.27	177.00	57.55	0.614	490
	(336.4)	26	7	-	18.31	198.00	67.30	0.689	530
AAAC	2	7	-	-	8.02	39.25	12.70	0.108	180
	1/0	7	-	-	10.11	62.48		20.23	0.172
	2/0	7	-	-	11.35	78.74	24.52	0.217	282
	3/0	7	-	-	12.74	99.15	30.83	0.273	327
	4/0	7	-	-	14.31	125.00	38.84	0.344	380
	(266.8)	19	-	-	16.30	158.00	49.78	0.436	441
	(336.4)	19	-	-	18.30	200.00	60.13	0.551	514
	(10.38) # 10	-	-	1	2.59	5.26	2.73	0.047	-
COBRE	(16.51) # 8	-	-	1	3.26	8.37	3.77	0.074	90
	(26.25) # 6	-	-	1	4.11	13.3	5.84	0.119	120
	(41.74) # 4	-	-	7	5.89	21.15	8.84	0.192	180
	(66.37) # 2	-	-	7	7.42	33.63	13.89	0.305	230
	(105.50) 1/0	-	-	7	9.35	53.48	21.67	0.485	310
	(133.10) 2/0	-	-	7	10.52	67.43	27.04	0.612	360
	(167.8) 3/0	-	-	7	11.79	85.03	33.41	0.771	420
	(211.6) 4/0	-	-	7	13.26	107.2	41.52	0.972	480
	(250)	-	-	19	14.58	126.71	51.53	1.149	540
	(300)	-	-	19	15.98	152.00	61.28	1.378	610
	(350)	-	-	19	17.25	177.30	70.72	1.609	670
	(400)	-	-	19	18.44	202.70	79.65	1.838	730
	(500)	-	-	37	20.65	253.40	102.1	2.298	840

Anexo 5. Materiales y costos de la subestación de las Camariocas .

WK ELEM	EQUIPMENT NUMBER	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	HOURS	LABOUR	MATERIAL	SUB-CONTRACT	EQUIPMENT	TOTAL
360	Main Substation				109.738	666.828	3.110.842	3.973	7.295.330	11.076.973
360-1A		Crushed Rock (Gravel) 115m x105m x 0.15m 220 kV & 33 kV Substation	1.811,0	m3	52	239	51.164	0	0	51.402
360-2A		Earth excavation	6.037,5	m3	0	0	68.531	0	0	68.531
360-3A		Fencing	440,0	m	3.380	71.479	9.324	0	0	80.803
360-4C		Concrete	562,1	m3	6.476	68.000	192.081	0	0	260.081
360-5D		Heavy Structural Steel >50pif	61,6	t	2.129	29.106	146.860	0	0	175.966
360-6D		Medium Structural Steel 25-50 pif	61,6	t	2.602	35.573	163.178	0	0	198.751
360-7D		Light Structural Steel <25 pif	61,6	t	2.957	40.424	171.337	0	0	211.761
360-8P	360-TF-007	6/48 kV Services Transformer, Distribution	1,0	Ea	192	879	0	3.973	0	4.853
360-9P		Surge Arresters 220kV 220 Kv Switchgear compone	6,0	Ea	691	3.166	31.788	0	0	34.954
360-10P		0.6/1 kV-1/C 500 mm2, XLPE 90°C, ARMOUR	360,0	m	166	760	29.563	0	0	30.323
360-11P	360-MD-002	33 kV Switch Gear 33 kV Switchgear Requires Vendor assistance during commissioning 80 hrs Station Post Insulators 220kV c/w Mounting Hardware	1,0	Ea	384	1.759	0	0	1.165.557	1.167.316
360-12P		220 kV Switchgear compone	80,0	Ea	461	2.111	52.980	0	0	55.091
360-13P		12" HOT DIPPED GALV., CLASS E EPOXY COATED, LADDER TYPE, 9" RUNG SPACING	400,0	m	1.920	8.795	23.502	0	0	32.297
360-14P	QO-001 to 004	220 kV Circuit Breaker [Puede ser usado en la tesis]	5,0	Ea	77	352	0	0	463.574	463.926
360-15P		Suspension Insulators 220kV c/w Mounting Hardware 220kV Switchgear compone	6,0	Ea	69	317	3.973	0	0	4.290
360-16P		12" HOT DIPPED GALV., CLASS E EPOXY COATED, LADDER TYPE, 9" RUNG SPACING	970,0	m	4.657	21.327	56.992	0	0	78.319
360-17P	360-CZ-001	Static Var Compensator (SVC)	1,0	Ea	768	3.518	0	0	2.913.893	2.917.411
360-18P		Copper 75mm ID IPS Tubing	800,0	m	7.681	35.179	158.940	0	0	194.118
360-19P		19/33 kV-1/C 400 mm2, 90°C, EPR, Shield	7.230,0	m	7.775	35.608	344.740	0	0	380.348
360-20P	360-DS-001-008	220 kV Disconnect Switch	8,0	Ea	307	1.407	0	0	158.940	160.347
360-21P		IPS Tubing Mounting Hardware	1,0	lot	38	176	6.622	0	0	6.798
360-22P		24" HOT DIPPED GALV., CLASS E EPOXY COATED,	620,0	m	3.572	16.358	44.599	0	0	60.957
360-23P	360-TF-001-002	220/33 kV Transformer, Power	2,0	Ea	384	1.759	0	0	2.251.645	2.253.404
360-24P		Bare Copper Conductor 2x1000mm2 (IPS Tube to Equipment) 220kV Switchgear compone	500,0	m	2.400	10.993	99.337	0	0	110.331
360-25P		24" HOT DIPPED GALV., CLASS E EPOXY COATED,	595,0	m	3.428	15.698	42.800	0	0	58.499
360-26P	360-RE-001-002	Neutral Grounding Resistor	Ea		0	0	0	0	0	0
360-27P		Potential Transformers 220kV/120V 220kV Switchgear compone	6,0	Ea	576	2.638	0	0	55.629	58.267
360-28P		Cable Connectors for MC01M400	84,0	Ea	452	2.069	95.682	0	0	97.750
360-29P	TF-005 to 006	Transformer, Distribution	Ea		0	0	0	0	0	0
360-30P		CT 220kV, 220 kV Switchgear compone	18,0	Ea	3.456	15.830	0	0	166.887	182.717
360-31P		Cable Connectors for P01M500	72,0	Ea	304	1.393	33.377	0	0	34.770
360-32P		Miscellaneous 220kV Switchgear compone	1,0	lot	192	879	33.112	0	0	33.992
360-33P		Cable Terminations for MC01M400	84,0	Ea	1.637	7.498	5.563	0	0	13.061
360-34P		Control Panel for 220kV Breakers 220kV Switchgear compone	1,0	Ea	77	352	0	0	66.225	66.577
360-35P		Cable Terminations for P01M500	72,0	Ea	174	798	33.377	0	0	34.175
360-36P		Distance Protection Relay 220kV Switchgear compone	2,0	Ea	15	70	19.867	0	0	19.938
360-37P		Feeder Breaker Cubicle, 33 kVolts, 1250 Amp	Ea		0	0	0	0	0	0
360-38P		Differential Protection Relay 220kV Switchgear compone	1,0	Ea	8	35	9.934	0	0	9.969
360-39P		Lighting/Building Services - Yard Areas @ 10 Lux	12.075,0	m2	3.478	15.929	116.271	0	0	132.201
360-40P		Overcurrent Protection Relay 220kV Switchgear compone	4,0	Ea	269	1.231	39.735	0	0	40.966
360-41P		Copper 75mm ID IPS Tubing 33kV SVC Interconnection	600,0	m	5.761	26.384	119.205	0	0	145.589
360-42P		IPS Tubing Mounting Hardware 33kV SVC Interconnection	1,0	lot	29	132	4.967	0	0	5.099
360-43P		Bare Copper Conductor 2x1000mm2 (IPS Tube to Equipment) 33kV SVC Interconnection	500,0	m	2.400	10.993	49.669	0	0	60.662
360-44P		Station Post Insulators 35kV c/w Mounting Hardware 33kV SVC Interconnection	140,0	Ea	806	3.694	20.397	0	0	24.091
360-45P		Surge Arresters 35kV 33kV SVC Interconnection	6,0	Ea	691	3.166	11.841	0	0	15.007
360-46P		120mm2 Bare Copper Conductor 220 kV & 33 kV Substation	5.700,0	m	20.796	95.246	66.437	0	0	161.683
360-47P		95mm2 Bare Copper Conductor 220 kV & 33 kV Substation	500,0	m	1.632	7.475	4.768	0	0	12.244
360-48P		Copper Clad Steel Ground Rod 220 kV & 33 kV Substation	120,0	Ea	5.530	25.329	31.788	0	0	57.117
360-49P		Ground Rod Test Well 220 kV & 33 kV Substation	24,0	Ea	184	844	3.179	0	0	4.023
360-50P		Cadweld Joint 220 kV & 33 kV Substation	1.000,0	Ea	6.913	31.661	529.799	0	0	561.460
360-51P		Earth Mat 220 kV & 33 kV Substation	12,0	Ea	369	1.689	1.589	0	0	3.278
360-52P		Steel Conductor for Overhead Lightning Protection 220 kV & 33 kV Substation	600,0	m	461	2.111	556	0	0	2.667
360-53P		Yard Lighting Fixtures 220 kV & 33 kV Substation	20,0	Ea	384	1.759	15.694	0	0	17.653

Anexo 6. Concesión minera.



Anexo 7. Tasa de Cambio usada por CAPEX.

Moneda	Valor en US\$
Euro	1.13681
Dólar australiano(AU\$)	0.64062
Dólar canadiense(CA\$)	0.71609

Anexo 8. Valores correspondientes al factor F.T.

Temperatura (°C)	F.T
0 a 30	1.00
31 a 40	0.82
41 a 45	0.71
46 a 50	0.58
51 a 55	0.41

Anexo 9. Valores correspondientes al factor FC.

Número de conductores a través de una misma tubería	F.C
1 a 3	1.0
4 a 6	0.8
7 a 24	0.7
25 a 42	0.6
43 y más	0.5