

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EXCAVACIÓN DE TÚNELES

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MARCOS JOEL MATOS LÓPEZ

PROMOCIÓN

2009-II

LIMA-PERÚ

2011

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EXCAVACIÓN DE TÚNELES

DEDICATORIA

A la memoria de Ubaldo Matos Lagos

SUMARIO

Las instalaciones eléctricas en excavación de túneles no están estandarizadas, por el hecho de ser instalaciones temporales, lo que ocasiona que se apliquen una diversidad de distribuciones que no necesariamente son las óptimas. La presente tesis toma los casos de los túneles de conducción de las centrales de Santa Teresa, Huanza y Cerro del Águila y los dos túneles viales de Santa Rosa para diseñar un modelo de suministro eléctrico en baja y media tensión.

En el mismo sentido la estrategia de lograr los objetivos se ha encaminado por la aplicación de los conceptos de la eficiencia energética cuya metodología está diseñada para lograr importantes ahorros más cuando se tiene un uso intensivo de energía como es el caso de la excavación de túneles mediante el método de perforación y voladura. En la presente tesis se obtiene un modelo para la optimización de los consumos de energía eléctrica, identificando oportunidades para reducirlos y aplicando tecnología para el control de energéticos.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPITULO I	
ASPECTOS GENERALES	
1.1. Fases de un ciclo de excavación de túneles	3
1.2. Definiciones importantes.....	5
1.3. Principales equipos y su ubicación.....	5
1.3.1. Equipos que permanecen fuera del túnel.....	5
1.3.2. Equipos que permanecen dentro del túnel.....	8
1.3.3. Cargas adicionales zona exterior	12
1.4. Suministro de la energía eléctrica	12
1.5. Principales equipos eléctricos.....	14
1.6. Descripción del problema de estudio	16
1.7. Objetivos.....	17
1.7.1. Objetivos Principales.....	17
1.7.2. Objetivos Específicos.....	17
CAPITULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1. Antecedentes	18
2.1.1. Sección 380 del CNE-Utilización 2006 (Instalaciones en túneles).....	18
2.1.2. Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía.....	20
2.2. Marco conceptual Instalaciones eléctricas	20
2.2.1. Transformadores para labores subterráneas	21
2.2.2. Protección mecánica en Transformadores y Tableros.....	22
2.2.3. Dispositivos de protección eléctrica	24
2.2.4. Cables de Media Tensión	25
2.2.5. Cables de Baja tensión	26
2.3. Marco conceptual de Eficiencia Energética.....	28
2.3.1. Tipos de clientes y opciones tarifarias.....	28
2.3.2. Eficiencia energética en los grupos electrógenos.....	29
2.3.3. Control de la Demanda (Demand Side Management)	31

2.3.4. Compensación Reactiva	33
2.3.5. Motores de alta eficiencia y eficiencia premium	35
2.3.6. Variador de velocidad	37
2.4. Herramientas de Gestión Energética	38
2.4.1. Monitoreo y fijación de metas (M&T).....	38

CAPITULO III

OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

3.1. Modelo Obtenido.....	44
3.2. Análisis Previo	45
3.2.1. La ubicación del proyecto	45
3.2.2. Facilidades de obra.....	45
3.2.3. Datos Generales de los Equipos.....	46
3.2.4. Cantidad y longitud de los túneles o tramos de túneles.....	46
3.2.5. Cronograma de obra.....	47
3.4. Suministro de Energía Eléctrica	48
3.4.1. Dimensionamiento de Subestaciones exteriores.....	51
3.4.2. Dimensionamiento de las subestaciones para Equipos Móviles.....	51
3.4.3. Dimensionamiento de las subestaciones para Equipos Fijos	51
3.4.4. Definir el tipo de suministro de energía eléctrica.....	53
3.5. Seleccionar transformadores eficientes	59
3.5.1. Configuración en Baja tensión	59
3.5.2. Configuración en media y baja tensión	62
3.5.3. Configuración en baja y media tensión con el método del péndulo	64
3.5.4. ¿Por qué necesariamente se tiene que usar 4.16kV?	75
3.5.5. Transformadores Eficientes	77
3.6. Selección y Dimensionamiento de cables de media tensión	79
3.6.1. Seleccionar cables de MT	79
3.6.2. Dimensionar cables de MT.....	80
3.7. Seleccionar y Dimensionar cables de BT	88
3.7.1. Seleccionar cables de BT	88
3.7.2. Dimensionar cables de baja tensión e interruptores.....	88
3.8. Selección y Dimensionamiento de cables y artefactos de iluminación	91

CAPÍTULO IV

OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

4.1. Análisis previo.....	96
4.1.1. Estudio de la Máxima Demanda y Energía Consumida.....	96

4.2. Identificar oportunidades para reducir los consumos.....	102
4.3. Modelo Obtenido.....	102
4.4. Suministro de Energía Eléctrica	102
4.4.1. Buena negociación del contrato eléctrico	102
4.4.2. Óptima Selección de grupos electrógenos	103
4.5. Control de la demanda.....	104
4.6. Compensación Reactiva	106
4.7. Motores Eléctricos de Alta Eficiencia	112
4.8. Variador de Velocidad.....	114
4.8.1. Selección de un regulador de velocidad.....	114
4.9. Iluminación eficiente.....	119
4.10. Introducir tecnologías de menor contaminación ambiental.....	120

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PRÓLOGO

Antes de entrar al tema de tesis, es necesario precisar que los métodos de excavación de túneles en roca son básicamente dos: Perforación & Voladura y Perforación Mecánica (principalmente TBM). Nuestra investigación se centrará en el método de perforación y voladura, muy usado en el Perú tanto en la industria de la construcción como en la minería de tipo socavón. El método de Perforación & Voladura consiste básicamente en realizar taladros en el frente de excavación, cargarlos con explosivos y hacerlos detonar. La energía en forma de vibración y gases, producida por la detonación, quebranta la estructura de la roca. Un ejemplo destacable de la utilización del Método de Perforación & Voladura en nuestro país está en el Proyecto de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, en el río Mantaro en los años 1964-1972, túnel que tuvo una sección circular de 26m² de sección y 20,700m de longitud.

La necesidad de mecanización en toda obra de cierta importancia como es la excavación túneles hace imprescindible recurrir al empleo de la energía eléctrica, ya que una de las grandes ventajas que aporta la electrificación es la disponibilidad de potencias elevadas que permiten el empleo de máquinas de gran rendimiento, aumentando los avances en los frentes con mejores condiciones de trabajo y seguridad. Describiremos estas máquinas en el capítulo 1, así como el método de perforación y voladura con más detalle.

En el capítulo 2 se definirá los conceptos que nos permitirán tener un suministro de energía eléctrica confiable y eficiente.

Dicho suministro de energía eléctrica precisa tener en cuenta que son instalaciones temporales y que parte de ellas van avanzando con el frente pasando de la baja a la media tensión, sometiendo a los equipos a un trabajo rudo, en un ambiente agresivo, con polvo, agua y golpes, donde un diseño adecuado es muy importante. Esto lo veremos en el capítulo 3, donde se analizará distintos proyectos de túneles, como son los túneles de Santa Rosa, túneles de conducción de la central hidroeléctrica Santa Teresa, Huanza y Cerro del Águila. El propósito de este capítulo es obtener un modelo de diseño óptimo que permita estandarizar este tipo de instalaciones.

Por otro lado debido a que se necesita disponer de potencias elevadas y que las instalaciones, si bien es cierto son temporales, pueden durar más de tres años, se hace necesario monitorear y fijar metas para la energía consumida, más aún si se usan

grupos electrógenos para la generación. Es por ello que el propósito del capítulo 4, es implementar un modelo de eficiencia energética para este tipo de proyectos.

Para concluir se espera que el presente trabajo de tesis sirva como referencia tanto para el diseño de los futuros trabajos de instalaciones eléctricas temporales en túneles como para la aplicación de la eficiencia energética en la parte de mina de la minería de tipo socavón, temas en los cuáles esperamos que hayan mayores investigaciones ya que la información aún es limitada.

Finalmente no podría terminar este prólogo sin antes agradecer a los ingenieros Longobardo Vilela, Walter Calligaro, David Gutierrez, Alberto Sandoval y a la empresa Graña y Montero, sin los cuáles no hubiese logrado con éxito este trabajo.

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

Para poder introducirse al tema de tesis previamente se debe entender: las fases de un ciclo de excavación de túneles, algunas definiciones importantes, los principales equipos y su ubicación, el suministro de energía eléctrica y los principales equipos eléctricos.

1.1.-Fases de un ciclo de excavación de túneles

Es necesario conocer las fases de un ciclo de excavación usando el método de perforación y voladura, el cuál empieza con el trazo y la perforación, las cuáles son las siguientes [1]:

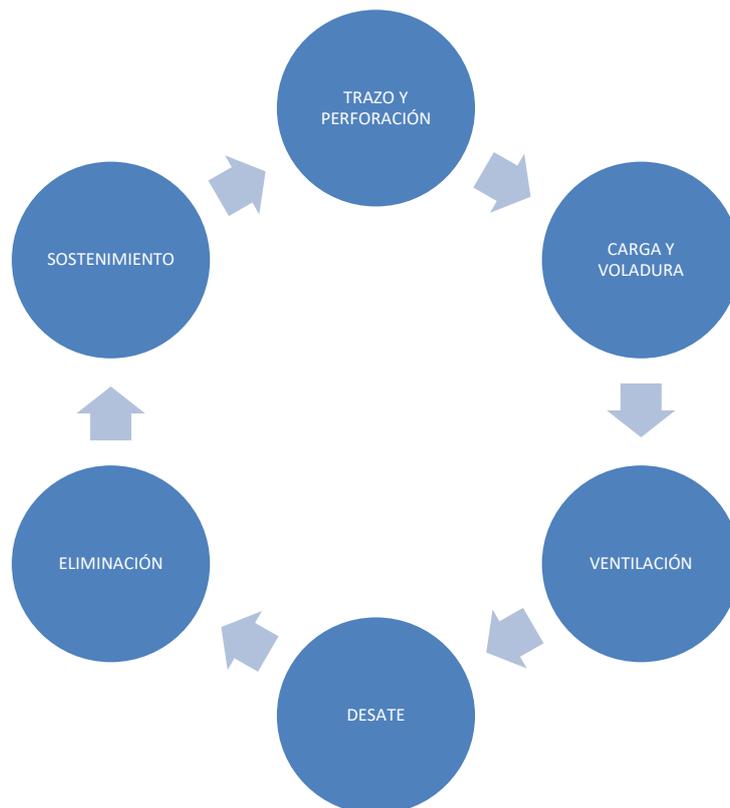


Fig.1.1-Ciclo de excavación de túneles

A continuación se detalla cada fase:

-Trazo (ubicar puntos a perforar).- Dependiendo del tipo de sección del túnel: baúl, herradura, circular, etc. En esta etapa se instalan los equipos.

-Perforación.-Se realiza con equipo mecánico, el cual utiliza un taladro neumático y brazo perforador conocido como Jumbo como se muestra en la figura

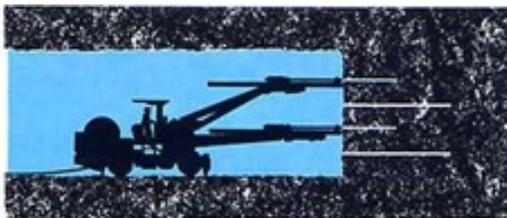


Fig.1.2-Perforación con jumbo

-Carga de explosivos.- Los agujeros son cargados con explosivos en forma de cartuchos desde una plataforma móvil, que podría ser el mismo jumbo si es que cuenta con canastilla como se muestra en la figura:

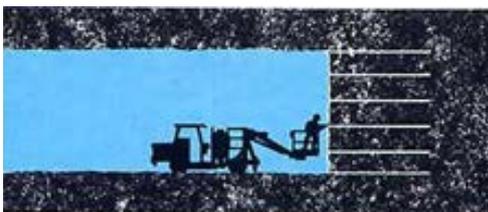


Fig.1.3-Carga de explosivos

-Retiro y voladura.- Las explosiones son iniciadas bajo ciertos parámetros para lograr la deseada fragmentación de la roca como se muestra en la figura:

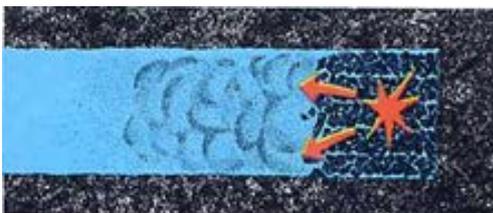


Fig.1.4-Retiro y voladura

-Ventilación.- Polvo y humo de la detonación es rápidamente removido haciendo circular aire fresco en el túnel como se muestra en la figura:

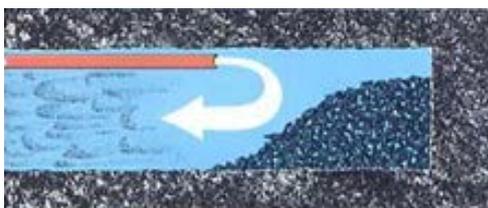


Fig.1.5-Ventilación

-Reingreso.-Una vez que el polvo y humo ha sido removido el personal reingresa.

-Desate (desquinche a menor escala).- Residuos de roca son removidos del techo y las paredes. Actividad que es realizada con barretillas, exponiendo a los trabajadores a la caída de rocas. El avance de la tecnología y la mayor atención a la seguridad en el trabajo han posibilitado que estos trabajos de alto riesgo se realicen de forma mecanizada, acá podemos encontrar equipos eléctricos como los Scaletec Mc de Atlas Copco (120kW).

-Eliminación.- Cargadores de gran capacidad y tractores limpian la roca destruida como se muestra en la figura:



Fig.1.6-Eliminación de la roca destruida

-Sostenimiento.- El Túnel es reforzado colocando “shotcrete” y otro sostenimiento como puede ser el empernado o enmallado. Se utiliza una shotcretera. La actividad de colocación de pernos en el mundo ha pasado por tres etapas muy bien diferenciadas:

La primera, en la cual tanto la perforación de barrenos como la colocación de pernos se realizan de forma manual con ayuda de las perforadoras manual hidráulicas. La segunda, es una metodología semiautomática donde la perforación de barrenos se realiza con equipos eléctricos jumbo, y la colocación de pernos se hace de forma manual con ayuda de una plataforma móvil adjunto al equipo de perforación, que permite al trabajador desplazarse por todo el contorno de frente de trabajo. La tercera es la forma mecanizada de todo el ciclo de trabajo, donde la perforación de los frentes se realiza con equipos eléctricos jumbo y la colocación de pernos se realiza con equipos eléctricos Boltec.

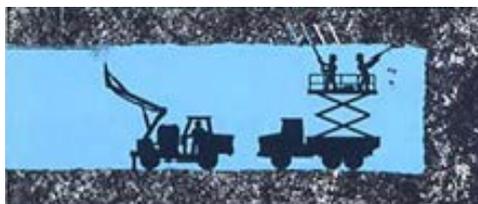


Fig.1.7-Colocación de pernos

1.2.-Definiciones importantes

Hay definiciones que se utilizarán en todos los capítulos por eso es importante estar familiarizados con ellas, las cuales son [2]:

Frente.- Debido a que en un proyecto podrían existir varios túneles, algunos de gran longitud, se tienen que definir áreas de trabajo llamados frentes, los cuáles usarán una misma maquinaria y/o el mismo equipamiento eléctrico.

Ventana.- Es un túnel que se hace con carácter provisional para poder facilitar el acceso de los equipos.

1.3.- Principales equipos y su ubicación

1.3.1.- Equipos que permanecen fuera del túnel

Equipos como la compresora, los ventiladores y la bomba centrífuga irán en la parte exterior del túnel. En el caso de la compresora está irá en una losa especial que se hará

también para la subestación principal (SEP), el tablero principal (TP) y de existir el grupo electrógeno, la cual se muestra a continuación, conjuntamente con la ubicación de los otros equipos exteriores:

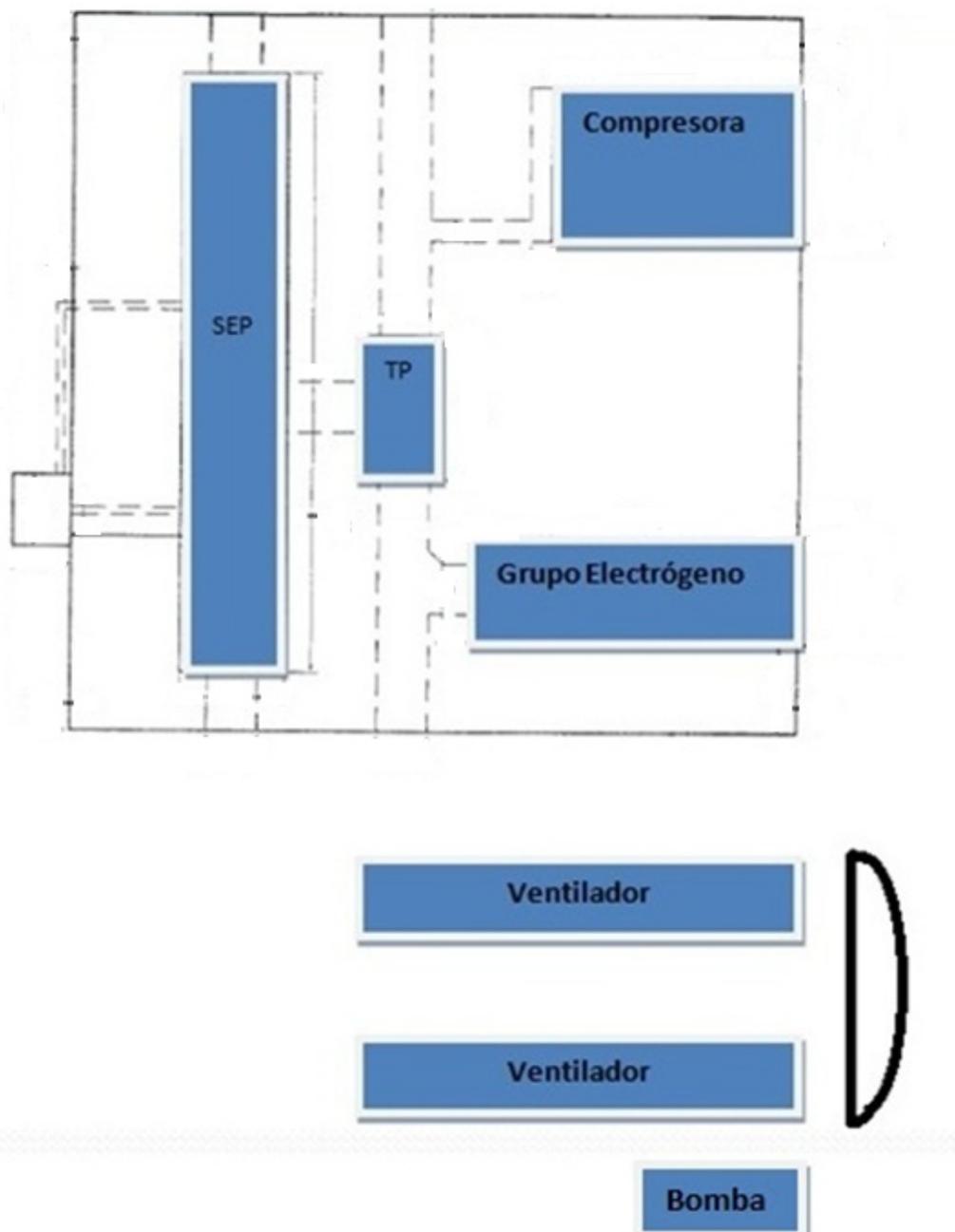


Fig.1.8-vista superior de la ubicación de los equipos exteriores

En un inicio se construirá la losa está considera canaletas, las que se indican con las flechas rojas, por donde irán los cables eléctricos peinados, se sugiere que el ancho de estas canaletas sea de 50 a 70 cm dependiendo de la cantidad de cables. La losa podría ser de 10m x 10m.



Fig.1.9-Sala Eléctrica de una ventana

A continuación detallaremos cada uno de los equipos exteriores:

a).-Compresora y su respectivo tanque

La compresora se usa en la perforación, en la carga de explosivos, en el desate, en la eliminación, en el shotcrete y en otro sostenimiento. Se muestra a continuación con su respectivo tanque:



Fig.1.10-Compresora con su respectivo tanque

b).-Ventiladores

Otra carga importante a considerar son los ventiladores, los cuales se pueden poner en serie para aumentar su potencia. Al igual que la electrobomba sumergible se usa en todas las fases de un ciclo de excavación. Puede ir dentro o fuera del túnel como se ve en la siguiente fotografía:



Fig.1.11-Dos ventiladores en serie sobre un container

c).-Bombas Centrifugas

Las bombas centrifugas que bombean agua al jumbo para la perforación estarán en la parte exterior en una losa pequeña como la que se muestra en figura:



Fig.1.12- Bomba centrífuga

d).-Iluminación exterior.-También llamada iluminación del patio para ella se usan reflectores de 400W a 1000W en 220V.

e).-Taller.- Por lo general será una carga entre 20 y 40kW en 440V.

1.3.2.-Equipos que permanecen dentro del túnel

Dentro de los equipos que permanecen dentro del túnel existen dos tipos los equipos móviles y los equipos fijos los cuales se definen a continuación:

Equipos móviles

Equipos que se mueven con el frente de trabajo. Dentro de los equipos móviles están los siguientes:

a).-Jumbo.- Se usa sólo en la perforación. Existen jumbos de un brazo, de dos brazos (qué son los más usados) y de tres brazos. Pueden tener o no canastilla como él que se muestra en siguiente figura:

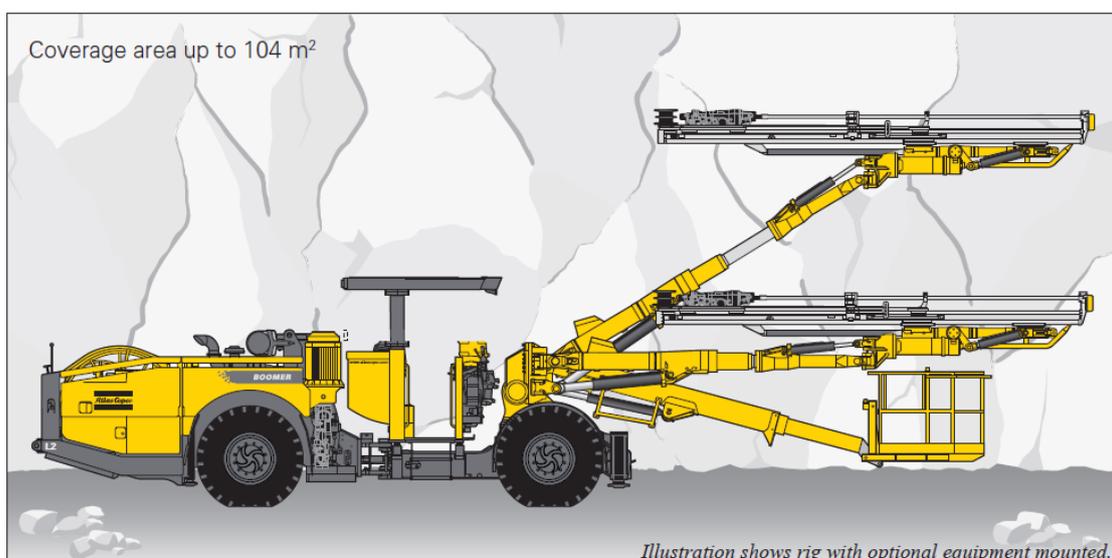


Fig.1.13- Jumbo de dos brazos (Tomado de Atlascopco)

A continuación se muestra un cuadro de potencias para distintos jumbos:

TABLA N° 1.1.- Potencias y coeficientes de los jumbos

Jumbos	Potencia Total (kW)
1 brazo	20 - 30
2 brazos	50
2 brazos	100 - 180
3 brazos	160 - 260

Características del Sistema Eléctrico del Jumbo de 2 Brazos

Según especificación técnica Rocket Boomer 282- Atlas Copco [3]

Potencia instalada total: 125kW

Motores principales: 2x55 kW

Voltaje: 460V

Frecuencia: 60Hz

Método de arranque: estrella/triangulo

b).-“Shotcretera”.- Se usa sólo en el “shotcrete”. El “shotcrete” es un término utilizado para denominar al concreto o mortero proyectado, se utiliza para fines de soporte de rocas y suelos debido a que permite efectuar un soporte rápido y efectivo de grandes áreas. A continuación se muestra una shotcretera:



Fig.1.14- Shotcretera (Tomado de Meyco)

c).-Iluminación del frente.-Para eliminar el frente, que es el área a perforar, se usan reflectores de 400W.

d).-Cargador Continuo o de Bajo Perfil.-Se usan en la etapa de eliminación con tractores de gran capacidad.



Fig.1.15- Cargador continuo

e).-Cargador de paletas y faja (Haggloader y Shuttles).-En la etapa de eliminación en lugar de usar cargadores de gran capacidad y tractores para limpiar la roca destruida se puede usar un cargador de paletas y faja, como el que se ve en la figura:



Fig.1.16.- Haggloader 8HR2(Tomado de GIA industri ab AB)

Equipos fijos

Se van poniendo cada cierta distancia para sostener básicamente el bombeo de agua, la ventilación y la iluminación. Dentro de los equipos fijos están los siguientes equipos:

a).-Bomba sumergible

Se usa en el trazo e instalación, en la perforación, en la carga de explosivos, en la ventilación, en el reingreso, en el desate, en la eliminación, en el shotcrete y en otro sostenimiento. Puede ser equipo fijo o móvil.



Fig.1.17.- Bomba sumergible

b).-Ventilación.- Como se dijo cuando se hablo de los equipos exteriores los ventiladores pueden ir dentro o fuera del túnel en el caso de ir dentro serán considerados equipos fijos.

c).-Iluminación.- Se refiere a la iluminación que va quedando detrás del frente. Al Igual que la electrobomba y el ventilador se usa en todas las fases de un ciclo de excavación.

Por lo general se usan artefactos fluorescentes 2x36W, cada cierta distancia dependiendo de la sección del túnel.

1.3.3.- Cargas adicionales zona exterior

- Campamento, almacén y oficinas de obra
- Taller principal, se considera aproximadamente 50kW, aunque dependerá de cada obra
- Alumbrado de áreas de servicio
- Chancadora, zarandas y plantas de concreto

Estas últimas son cargas importantes, ya que una chancadora, como la que se ve en la figura, podría tener una potencia de 200kW.



Fig.1.18.- Chancadora C.H. de Huanza

Estas definiciones de equipos móviles y de equipos fijos serán muy importantes para la selección de subestaciones que se verá en el capítulo N° 3.

1.4.-Suministro de la energía eléctrica

Se definen dos tipos de suministro de energía eléctrica en obra, uno la energía proveniente de redes eléctricas en la zona, que es el caso ideal, siempre en cuando estén cerca y se pueda conectar a ellas y el otro la energía térmica de los grupos electrógenos, que para el caso consumen diesel.

a).-Grupos electrógenos.- Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador de electricidad a través de un motor de combustión interna, como el que se ve en la figura 1.19. Siempre va con un tanque de combustible como el que se ve en la figura 1.20, ambos se ubicarán en la losa con el compresor.



Fig.1.19.- Grupo Electrónico



Fig.1.20.-Tanque de combustible para grupo electrónico

b).-Energía proveniente de redes eléctricas en la zona.-En el caso de que existan redes eléctricas en la zona y de que sea conveniente económicamente tender redes de media tensión, como las que se ven en la figura 1.21, desde el punto fijo que dé el concesionario podremos utilizar este tipo de suministro.



Fig.1.21.- Tendido de red de media tensión

1.5.-Principales equipos eléctricos

Hay que considerar que todo el sistema eléctrico será trifásico de tres hilos con conductor a tierra, con una frecuencia de 60Hz.

Así como los equipos van avanzando conforme avanzan los trabajos de perforación como se vio en la parte de los principales equipos y su ubicación, también podemos hablar del avance de las instalaciones eléctricas el cual se describe a continuación.

Avance de las Instalaciones Eléctricas

Parte de las instalaciones eléctricas se quedan en la parte exterior para alimentar el total del frente y los **equipos exteriores** como se ve en la figura 1.22 dentro del círculo en rojo, otras van avanzando para permitir el avance de los **equipos móviles**, como se ve en la figura 1.23 dentro del círculo rojo, y finalmente otra parte se va quedando a lo largo del túnel para alimentar a los **equipos fijos** como se muestra en las figura 1.24 dentro del círculo rojo.

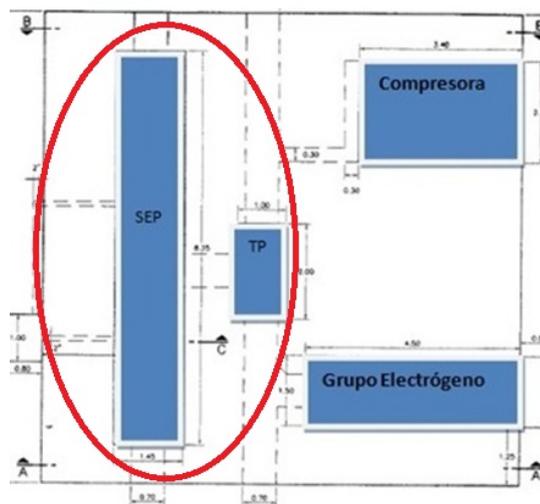


Fig.1.22.- Instalaciones eléctricas exteriores

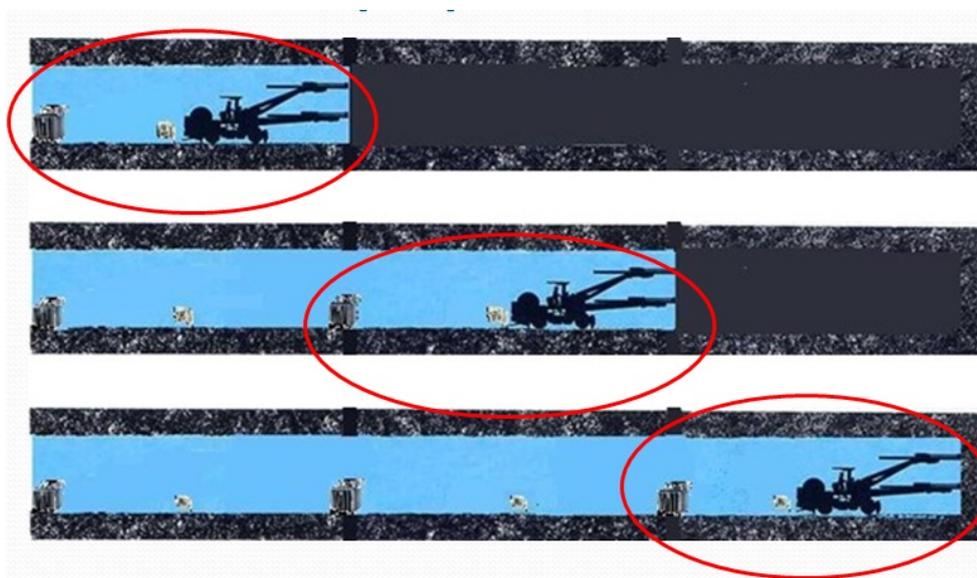


Fig.1.23.- Instalaciones eléctricas móviles

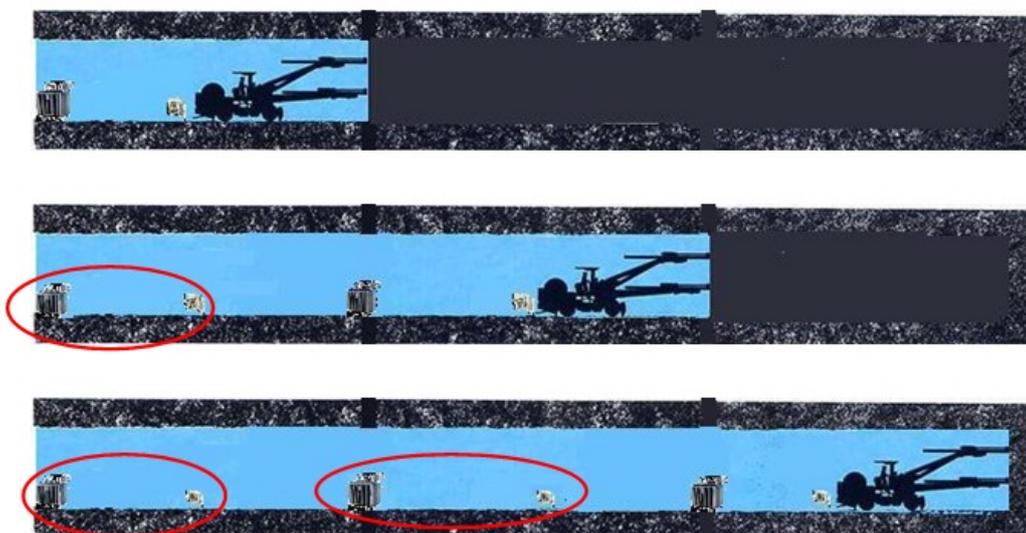


Fig.1.24.- Instalaciones eléctricas fijas

Dentro de estas instalaciones hay:

-Transformador de potencia.-Usado para elevar la tensión de salida (480 V) de los grupos electrógenos con el fin de hacer la distribución en media tensión (4160 V por lo general), conexión trifásica.

-Celdas de media tensión.-Equipado con un seccionador, disyuntor o interruptor de potencia según sea el requerimiento. Dichas celdas pueden ser incluidas en una subestación principal con el transformador de potencia.

-Subestaciones compactas.-Usadas para transformar la tensión de distribución, generalmente de 4160V a 460 V, para el uso de los equipos de fuerza. Serán del tipo móvil o fijo según los equipos que alimenten.

-Tableros.- Ya sea de transferencia, de distribución, de sincronización. Usados para equipos de fuerza, grupos electrógenos y servicios generales, en tensiones de 460V (ó 440V) y 230V (ó 220V).

-Transformadores de servicios generales.-Transforman de 460 a 230V para iluminación y equipos manuales (taladros, esmeriles, etc.) al exterior e interior del túnel. Se ven estos equipos con mayor detalle en el capítulo 3.

1.6.-Descripción del problema de estudio

Se va a describir el problema, usando un caso real, el de la excavación de los túneles de la central hidroeléctrica de Santa Teresa. Donde por la gran longitud de los túneles tendríamos que usar 4 frentes importantes. Estando ante un proyecto de casi 3 años, en los cuales cualquier atraso originaría grandes pérdidas.

Por otro lado se trabaja sin parar día y noche con potencias como las que se detallan en la tabla siguiente:

Tabla1.1.-Cuadro de cargas de los frentes de trabajo de la central de Santa Teresa

Equipo	F1	F2	F3	F4
Compresora	185 kW	185 kW	185 kW	185 kW
Jumbo L2	158 kW	158 kW	158 kW	158 kW
Shotcretera	10 kW	10 kW	10 kW	10 kW
Electrobomba	3x37 kW	3x37 kW	1x37 kW	3x37 kW
Ventilador	3x115 kW	4x115 kW	4x115 kW	3x115 kW
Taller e Ilumin	1x50 kW	1x50 kW	1x50 kW	1x50 kW

Por lo cual viéndolo desde un punto de vista eléctrico se tendrían en si dos problemas:

Dificultad en la definición de las instalaciones eléctricas.- En cada frente se hará la pregunta de qué tensión es la más óptima en la distribución de energía, con el fin de obtener las menores pérdidas eléctricas y la menor cantidad de instalaciones eléctricas.

Asimismo ¿cómo se puede hacer que nuestras instalaciones eléctricas tengan una respuesta lo más rápida posible al avance civil con el fin de no generar demoras, adecuándose a ambientes muy agresivos que podrían originar fallas?

Grandes consumos de energía.- Debido a que se trabaja intensivamente con potencias elevadas como las que se ha visto, la cantidad de energía eléctrica a usar se vuelve un componente importante del costo total de la obra, así que todo ahorro va impactar de forma importante en el monto final, pero ¿cómo se podría ahorrar energía sin afectar los tiempos del proceso constructivo? ¿Cómo se puede hacer que cada kWh produzca mayor cantidad de trabajo de los equipos?

1.7.-Objetivos

1.7.1.-Objetivos Principales

- Obtención de un modelo para la optimización de las instalaciones eléctricas destinadas a la excavación de túneles.
- Obtención de un modelo para la optimización del consumo de energía eléctrica destinada a la excavación de túneles.

1.7.2.-Objetivos Específicos

- Definir el tipo de suministro de energía eléctrica ya sea grupos electrógenos o redes eléctricas en la zona.
- Definir los niveles de tensión y la configuración de la red eléctrica a utilizar con el fin de tener las menores pérdidas.
- Definir los centros de carga para la optimización de la máxima demanda.
- Definir la aplicación de sistemas de compensación energía reactiva.
- Definir el uso de motores eléctricos eficientes.
- Introducir tecnologías más eficientes y de menor contaminación ambiental con el fin de reducir el impacto ambiental (emisiones gaseosas de CO₂).

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1.-Antecedentes

En el capítulo 1 se define como objetivo principal la obtención de un modelo para la optimización de las instalaciones eléctricas en excavación de túneles. Este objetivo va partir de lo que menciona el manual de sustentación del código Nacional de Electricidad-Utilización 2006 en la sección 380 (instalaciones en túneles) [4,5].

También se define como objetivo principal la obtención de un modelo para la optimización del consumo de energía eléctrica en excavación de túneles. Este objetivo va partir de lo que menciona la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía.

2.1.1.-Sección 380 del CNE-Utilización 2006 (Instalaciones en túneles)

Sustento y Propósito de la Regla 380-000.

Esta regla es importante por cuanto identifica a las instalaciones y equipo eléctrico, mayores de 600 V, en cuanto a su uso en túneles. Estos equipos pueden ser portátiles, móviles o ambos, tales como subestaciones, remolques, palas mecánicas, excavadoras, grúas, taladros, dragas, compresores, bombas, transportadores, excavadoras subterráneas y similares.

Los requerimientos de esta sección son complementarios o modificatorios de los requerimientos generales de este Código, tales como las Secciones del 010 al 100.

Sin embargo se debe prestar especial atención a la Sección 060, Puesta a Tierra y enlace equipotencial.

Todos los conductores, cables y canalizaciones deben protegerse contra daños físicos, para lo cual se establece que deben ser instalados por encima del piso.

Sustento y Propósito de la Regla 380-002.

Para prevenir recalentamiento de los conductores ya sea por sobrecarga o fallas, los circuitos de los equipos accionados por motor y los de transformadores deben protegerse contra sobrecorriente, de acuerdo con la Sección 080 Protección y Control, y deben estar de acuerdo a las prescripciones establecidas en la Sección 160, Motores y generadores.

Sustento y Propósito de la Regla 380-004.

Los conductores mayores de 600 V en túneles deben instalarse de acuerdo a los métodos indicados en la Sección 380 del Código.

Sustento y Propósito de la Regla 380-006.

La conexión equipotencial y los conductores de puesta a tierra de equipos (conductor de protección), deben ser puestos a tierra efectivamente y deben enlazarse equipotencialmente a todas las tuberías metálicas y a los rieles, en intervalos no mayor a 300 m, en todo el largo del túnel. Para hacer la puesta a tierra debe de tomarse en cuenta la Sección 060 del Código, Puestas a Tierra y Enlace Equipotencial.

Sustento y Propósito de la Regla 380-008.

Los transformadores, interruptores, controladores de motores, motores, rectificadores y todos los demás equipos eléctricos, con sus respectivos accesorios, instalados en el túnel, deben protegerse de daños físicos haciendo uso de guardas o barreras protectoras que impidan que tales equipos sean dañados.

Sustento y Propósito de la Regla 380-010.

Las partes activas o energizadas, tales como los terminales desnudos de los transformadores, interruptores controles de motores o de otros equipos, deben de ser cubiertos o encerrados, de modo no sea posible algún contacto eléctrico accidental.

Sustento y Propósito de la Regla 380-012.

El control del sistema de ventilación debe permitir que el flujo de aire en el túnel pueda invertirse, cuando sea requerido.

Sustento y Propósito de la Regla 380-014.

Cada transformador o motor, debe de ser provisto con un dispositivo de maniobra que permita abrir simultáneamente todos los conductores no puestos a tierra o conductores activos. Los medios de desconexión deben satisfacer los requerimientos de las Secciones 080, 150 y 160 del Código.

Sustento y Propósito de la Regla 380-016.

A fin de que las instalaciones y el equipo eléctrico ubicados en el interior de túneles, en los cuales están propensos a goteo o rociado de agua, y dependiendo de las condiciones de trabajo, las cubiertas deben ser a prueba de agua, a prueba de intemperie o sumergibles. Debe tomarse en cuenta la Sección 100, en la parte concerniente a la Regla 100-100 Protección Contra Agentes

Externos.

Sustento y Propósito de la Regla 380-018.

Cuando el túnel sea accesible al público, o cuando los trabajadores deban entrar a la estructura para instalar, operar o dar mantenimiento a las instalaciones dentro del mismo, el diseño debe proporcionar un ambiente seguro controlado incluyendo, donde sea necesario, barreras, detectores, alarmas, ventilación, bombas y dispositivos de seguridad adecuados para todas las instalaciones.

2.1.2.-Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía

Con fecha 8 de septiembre de 2000, se promulgó la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía Ley N° 27345, en donde se fomenta el uso eficiente de la energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, promover la competitividad y reducir el impacto ambiental. Además se señalan las facultades que tienen las autoridades competentes para cumplir con este objetivo [6].

El 23 de octubre del 2007, a través del Decreto Supremo N° 053-2007-EM, se emite el Reglamento de la Ley, en el cual se formula las disposiciones para promover el Uso Eficiente de la Energía en el país.

En las mencionadas disposiciones, el Ministerio de Energía y Minas juega un rol importante en muchos aspectos, entre ellas se encuentra la “Formación de una cultura de uso eficiente de la energía”, para lo cual se ha procedido a la “Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético”, cuyo objetivo es establecer los procedimientos y/o metodologías para orientar, capacitar, evaluar y cuantificar el uso racional de los recursos energéticos en todas sus formas, para su aplicación por los consumidores finales en los diferentes sectores de consumo de energía de nuestro país.

Los estudios de eficiencia energética son múltiples, en la actualidad ya existen guías de orientación del uso eficiente de la energía y de diagnóstico energético en los siguientes sectores: Sector Residencial, Sector Comercial, Sector Textil, Sector Papelero, Industria Cementera, Industria Ladrillera, Industria Pesquera, Industria Conservera, Refinerías, Industria de Alimentos, Sector Cerámicos, Hospitales, Edificios Públicos, Transporte, Agroindustria, Industria de bebidas, Grandes almacenes, Plantas de saneamiento de agua, Minería no Metálica y Minería Metálica.

Si bien es cierto que no existen estudios de eficiencia energética para la industria de la construcción, por el hecho de usar instalaciones temporales, hay estudios que se pueden adaptar a ésta, como es el caso de la excavación de túneles usando el método de perforación y voladura, que se usa tanto en la minería de tipo socavón como en la industria de la construcción.

Ver guía de orientación del uso eficiente de la energía y de diagnóstico energético en Minería Metálica [7].

2.2.-Marco conceptual Instalaciones eléctricas

Se puede afirmar que por metro de túnel se gastan 200 dólares en instalaciones eléctricas, esto quiere decir que para un túnel de 10 Km el costo equivaldrá a 2 millones de dólares, monto que, comparado con un total de 53 millones de dólares que se gastaría en construir todo el túnel, no es significativo. Pero habría que tomar en cuenta las

pérdidas que se generarían si por falta de suministro eléctrico los equipos no trabajan, las cuales serían miles de dólares.

Asimismo, debido a que como ya se ha visto las instalaciones avanzan continuamente, se necesita que sean flexibles pero que al mismo tiempo soporten un ambiente hostil.

En conclusión como se ha visto en el capítulo 1, el objetivo es optimizar las instalaciones eléctricas destinadas a la excavación de túneles para ello debemos seleccionar el equipamiento eléctrico que más se adapte a nuestras necesidades de confiabilidad, flexibilidad y resistencia. Para ello se debe diseñar adecuadamente teniendo en cuenta los siguientes conceptos:

2.2.1.-Transformadores para labores subterráneas

El suministro de energía al interior ha de partir de la subestación de exterior en la boca de túnel, que se hará mediante cables eléctricos de MT, para máquinas de potencias elevadas o distantes de dicha boca, y en BT para las de poco consumo, principalmente para el alumbrado en un primer tramo.

Es de interés situar las subestaciones de transformación lo más cerca posible de los puntos de consumo, con objeto de reducir las pérdidas de energía para las caídas de tensión.

Los transformadores, para labores de interior, han de ser de tipo seco según UNE 20.178, que son apropiados para trabajar con temperaturas elevadas. Para ello se fabrican en general con materiales aislantes de tipo H, a base de poliamidas y fibra de vidrio, impregnadas en vacío con resinas de silicona, los cuales son extremadamente estables, tanto en sus propiedades mecánicas como aislantes, que garantizan su operatividad a temperaturas de 180° C.

Los devanados primario y secundario tendrán que estar separados galvánicamente, y sobre núcleos cerrados por culatas, todos ellos de chapa magnética de 0.35 a 0.4mm de espesor de acero al silicio, laminados en frío bajo de campo magnético con lo que se consigue la orientación de los cristales, y con ello la reducción de las pérdidas en el hierro.

La parte activa del transformador irá encerrada en una envolvente, cuba paralelepípeda o cilíndrica horizontal, formada por una estructura resistente y rígida con tapas desmontables cerradas con tornillos de cabeza para llave especial, con un grado de protección "IP66" según UNE 20.324-78 (se definirá este concepto en el siguiente punto). El núcleo estará fijado en el interior de la cuba de forma que no pueda desplazarse al tomar cualquier posición. Ello da lugar a un conjunto muy compacto, relativamente ligero y de fácil maniobrabilidad, para ello suele ir montado sobre ruedas o

patines de deslizamiento. También pueden disponer de anillas de marre para su suspensión, que soporten su peso y puedan trasladarse mediante monocarril, todo esto para darle flexibilidad a las instalaciones.

En condiciones de plena carga del transformador, cuando haya alcanzado la temperatura de régimen, en ningún punto accesible de la envolvente se podrá producir calentamiento superior a 20 °C referido a un ambiente de 40 °C. Para ello se precisa un diseño térmico que permita un eficiente flujo de calor desde los núcleos y devanados a la superficie exterior de la carcasa, para su disipación, mediante las corrientes de convección del aire en su interior.

Las normas UNE 20.178 y 22.545 establecen los requisitos que deben cumplir los transformadores de potencia tipo seco, empleados en labores subterráneas.

Una tapa atornillada permite el cambio de la conexión de los devanados de MT en estrella o triángulo, a elección del instalador, así como también el cambio del número de espiras, lo que permite variar la relación de transformación en un margen de +/- 5%. Esta operación manual se hará estando el transformador sin tensión.

Las subestaciones de transformación que se han de instalar en el interior lo serán en espacios amplios bien ventilados, con suficiente refrigeración, y bien protegidos contra la acción de las aguas y de la caída de costeros. Dispondrán de extintores homologados y de comunicación telefónica con el exterior, quedando terminantemente prohibido el almacenamiento de materiales u otras sustancias en los lugares destinados a estas subestaciones.

2.2.2.- Protección mecánica en Transformadores y Tableros

Si los equipos usados en este tipo de instalaciones, como son transformadores y tableros, van a soportar un ambiente hostil, necesariamente se tiene que hablar de estándares de protección.

Estándares de protección "IP"

Estos equipos diseñados para trabajar en ambientes hostiles deben cumplir con ciertos estándares que aseguren su robustez y permitan a la gente saber hasta dónde pueden llegar en su utilización. Para saber si un equipo es el adecuado para ciertas condiciones, es necesario revisar sus especificaciones mecánicas, donde generalmente encontraremos grados IP que a continuación se explican brevemente:

IP (Iniciales de Ingress Protection).

El sistema de clasificación IP proporciona un medio de clasificar el grado de protección de sólidos (como polvo) y líquidos (como agua) que el equipo eléctrico y gabinetes deben reunir. El sistema es reconocido en la mayoría de los países y está incluido en varios estándares, incluyendo el IEC 60529 [8], se muestra en la Tabla 2.1.

Los números IP son frecuentemente indicados en gabinetes, conectores, etc. El tercer dígito, referente a la protección contra impactos mecánicos es generalmente omitido.

Tabla2.1.-Tabla de grados IP

	Primer Número - Protección contra sólidos		Segundo Número - Protección contra líquidos		Tercer Número - Protección contra impactos mecánicos (generalmente omitido)
0	Sin Protección	0	Sin Protección	0	Sin Protección
1	Protegido contra objetos sólidos de más de 50mm	1	Protegido contra gotas de agua que caigan verticalmente	1	Protegido contra impactos de 0.225 joules
2	Protegido contra objetos sólidos de más de 12mm	2	Protegido contra rocíos directos a hasta 15° de la vertical	2	Protegido contra impactos de 0.375 joules
3	Protegido contra objetos sólidos de más de 2.5mm	3	Protegido contra rocíos directos a hasta 60° de la vertical	3	Protegido contra impactos de 0.5 joules
4	Protegido contra objetos sólidos de más de 1mm	4	Protegido contra rocíos directos de todas las direcciones - entrada limitada permitida	4	Protegido contra impactos de 2.0 joules
5	Protegido contra polvo – entrada limitada permitida	5	Protegido contra chorros de agua a baja presión de todas las direcciones - entrada limitada permitida	5	Protegido contra impactos de 6.0 joules
6	Totalmente protegido contra polvo	6	Protegido contra fuertes chorros de agua de todas las direcciones - entrada limitada permitida	6	Protegido contra impactos de 20.0 joules
7		7	Protegido contra los efectos de la inmersión de 15cm - 1m	7	
8		8	Protegido contra largos periodos de inmersión bajo presión	8	

2.2.3.-Dispositivos de protección eléctrica

Cada transformador dispondrá de protecciones eléctricas tanto en MT como en BT. Una celda adosada en la parte de MT dispondrá de un disyuntor o un interruptor capaz de cortar la intensidad nominal a la entrada del transformador, complementando con fusibles de alto poder de corte. El conjunto de este equipo estará precedido de un seccionador de aislamiento en celda independiente, cuya maniobra esté enclavada con la puerta de apertura rápida de la celda principal.

En la parte de BT llevará las protecciones clásicas, contra cortocircuitos, máximos y mínimos sobrecargas, mediante disyuntor y sus relés correspondientes, además de un sistema de protección contra sobrecalentamiento mediante sondas de temperatura en los devanados de BT, que deberán estar con aislamiento igual al de baja.

Estas protecciones son complementadas por un controlador de fallos a tierra, disponiendo el acceso a los bornes de los devanados para facilitar la conexión del neutro a tierra o un control de desequilibrio de tensión en neutro aislado. Dispondrá de una borna para el neutro dimensionada para una intensidad nominal del secundario superior o igual al 50%.

Las envolventes dispondrán de bornes tipo brida para conexión de un conductor de protección de 50mm² de sección como mínimo. Se contará con dos bornes en el exterior y uno en cada caja de bornes.

Se dispondrá de protecciones contra mezcla de tensiones, en especial en los transformadores para suministro en BT a 220V, según lo reglamentado para máquinas portátiles y luminarias. Estos transformadores son de pequeña potencia de 5 a 20 kVA, y de tamaño reducido.

Para diseñar la protección contra sobrecorriente nos hemos basado en la norma NEC 1999 (siglas en inglés de National Electrical Code [9]), la cual menciona explícitamente esto:

De acuerdo con la Sección 210-20, un dispositivo de sobrecorriente que alimenta cargas continuas y no continuas debe tener una capacidad nominal no inferior a la suma del 100% de la carga no continua más el 125% de la carga continua, calculada de acuerdo con el Artículo 210.

Además, la Sección 210-19 exige que los conductores del circuito, escogidos de las tablas de capacidad de corriente, tengan una capacidad de corriente inicial no inferior a la suma del 100% de la carga no continua más el 125% de la carga continua, la misma calculada para el dispositivo de sobrecorriente.

La capacidad nominal del dispositivo de sobrecorriente no puede exceder la capacidad de corriente final de los conductores del circuito después que se han aplicado

todos los factores de desclasificación o factores de corrección, tales como los factores por temperatura o por el número de conductores.

2.2.4.-Cables de Media Tensión

En esta sección se va a describir los tipos de cables de media tensión que se van a utilizar más adelante, dicho cables han sido elegidos de acuerdo a sus características de maniobrabilidad y resistencia, el diseño se verá en el capítulo 3.

a).-Cables Tipo N2XSY Unipolar

Descripción

Son conductores que cumplen con las siguientes características: cobre electrolítico recocido, cableado compactado, compuesto semiconductor extruido sobre el conductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido, cinta o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado y cubierta externa de PVC, como se ve en la figura 2.1(tomada de Indeco).



Fig.2.1-Cable tipo N2XSY Unipolar

Usos

Se usa en: distribución y subtransmisión subterránea de energía, como alimentadores de transformadores en sub-estaciones, en centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en urbanizaciones e instalaciones mineras, en lugares secos o húmedos.

b).-Cables Tipo N2XSEY Tripolar

Descripción

Son conductores que cumplen con las siguientes características: cobre electrolítico recocido, cableado compactado, compuesto semiconductor extruido sobre el conductor, aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cintas o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado de cada fase, con o sin conductor de tierra. Este tipo de conductor es la reunión de las tres fases apantalladas, cubierta interna (relleno) y chaqueta de PCV, como se ve en la figura 2.2 (tomada de Indeco).

Usos

Similares a los de los cables tipo N2XSY unipolar.

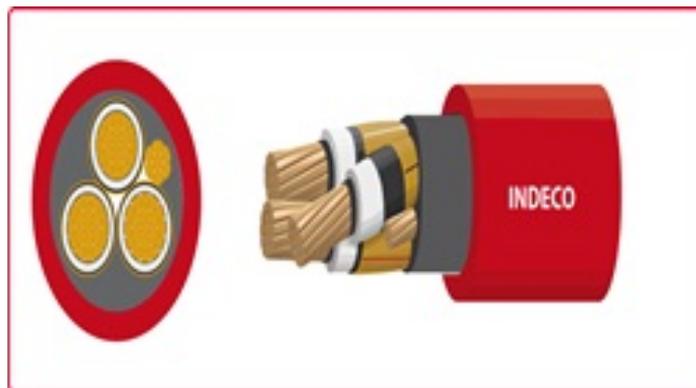


Fig.2.2- Cables Tipo N2XSEY Tripolar

2.2.5.-Cables de Baja tensión

En esta sección se va a describir los tipos de cables de baja tensión que se van a utilizar más adelante, dicho cables han sido elegidos de acuerdo a sus características de maniobrabilidad y resistencia, el diseño se verá en el capítulo 3.

a).-Cables buildind wire TW-80

Descripción

Son conductores que cumplen con las siguientes características: cobre electrolítico recocido, sólido, cableado ó flexible, como se ve en la figura 2.3 (tomada de Indeco).



Fig.2.3- Cable buildind wire TW-80

Usos

Aplicación general en: instalaciones fijas, edificaciones, interior de locales con ambiente seco o húmedo, etc. Generalmente se instalan en tubos conduit.

b).-Cables vulcanizados NPT

Descripción

Son conductores que cumplen con las siguientes características: dos, tres o cuatro conductores de cobre electrolítico recocido, flexible, cableado en haz, aislados con PVC, conductores cableados, relleno de PVC y cubierta exterior común de PVC. Cuyas propiedades son gran flexibilidad, una terminación compacta, resistentes a la abrasión y humedad, como se ve en la figura 2.4 (tomada de Indeco).



Fig.2.4- Cables vulcanizados NPT

Usos

Se usa en: aparatos o equipos sujetos a desplazamientos, arrollamientos o vibraciones y para todo tipo de instalaciones móviles; también se puede usar en embarcaciones navales.

c).- Cables de energía NYN



Fig.2.5- Cable de energía NYN

Descripción

Son conductores que cumplen con las siguientes características: uno, dos, tres, o cuatro conductores de cobre recocido, sólido o cableado, concéntrico, comprimido, compactado o sectorial. Son de aislamiento de PVC y cubierta exterior de PVC color negro como el que se ve en la figura 2.5 (tomada de Indeco).

Usos

Aplicación general como cable de energía: en redes de distribución en baja tensión, instalaciones industriales, en edificios y estaciones de maniobra, en instalaciones fijas, en ambientes interiores (en bandejas, canaletas, engrapadas, etc), a la intemperie, en ductos subterráneos o directamente enterrados. Pueden ser instalados en lugares secos y húmedos.

d).-Cable minero

Descripción

Son conductores flexibles de cobre suave clase 5 que cumplen con las siguientes características: aislamiento con cloruro de polivinilo (PVC), cubierta interior y exterior con nitrilo-Butadiene/Polyvinyl-Chloride(goma termoplástica).Sus propiedades son alta flexibilidad, resistencia mecánica a la abrasión y resistencia al agua.

Usos

Para servicio pesado, en lugares secos o húmedos, para instalaciones fijas o móviles, donde se requieran cables flexibles. También es usado para alimentación de aparatos eléctricos de uso industrial, mineros, etc.

2.3.-Marco conceptual de Eficiencia Energética

Se puede estimar que para la construcción del túnel de conducción de la Central Cerro del Águila se gastarán aproximadamente 11 millones de dólares en energía eléctrica. Monto que es significativo por ende todo ahorro es importante.

En conclusión como se ha visto en el capítulo 1, el objetivo es optimizar el consumo de energía eléctrica destinada a la excavación de túneles para ello se deben adaptar ciertas medidas de ahorro energético teniendo en cuenta los siguientes conceptos:

2.3.1.-Tipos de clientes y opciones tarifarias

Clientes Libres

Los clientes cuyos consumos en potencia son superiores a los 2.5 MW son los que pertenecen al mercado libre. Los precios se fijan en una libre negociación de precios y modalidades entre las empresas generadoras ó distribuidoras y el cliente en el mercado de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. 25844) [10].

En condiciones de competencia se ha previsto que los clientes libres sean atendidos ya sea mediante las generadoras o las distribuidoras en competencia por el servicio a brindar, a diciembre de 2007 el 61% de clientes libres eran atendidos por empresas distribuidoras y el resto (39%) por generadoras. Los cargos a acordar pueden ser diversos desde los más sofisticados como los de diferenciación de horario estacional hasta los más simples como un solo cargo por energía.

Opciones Tarifarias

MT2

Esta tarifa considera la medición de dos energías activas y dos potencias activas:

Energía: Punta y fuera de punta.

Potencia: Punta y fuera de punta.

MT3

Esta tarifa considera la medición de dos energías activas y una potencia activa que se describen a continuación:

Energía: Punta y fuera de punta.

Potencia: Máxima al mes.

Calificación Tarifaria - CT:

HP: Cliente presente en punta.

HFP: Cliente presente en fuera de punta.

MT4

Esta tarifa considera la medición de una energía activa y una potencia activa:

Energía: Total del mes.

Potencia: Máxima al mes

Calificación Tarifaria - CT:

HP: Cliente presente en punta.

HFP: Cliente presente en fuera de punta.

Donde:

Calificación Tarifaria – CT

Tiene por objetivo definir si el cliente es calificado en punta o fuera de punta, para ello se realiza la siguiente relación:

$$CT = \frac{\text{Energía activa en HP}}{\text{Demanda máxima} * 5 \text{ horas} * \text{cantidad de días del mes facturado}} \quad (3.1)$$

Si:

$$CT \geq 0.5 \text{ Cliente presente en punta}$$

$$CT < 0.5 \text{ Cliente fuera de punta}$$

2.3.2.-Eficiencia energética en los grupos electrógenos

Este un tema muy relevante a la hora de seleccionar un grupo electrógeno. El cliente busca aumentar su productividad al menor costo operacional posible, por lo tanto si desglosamos los costos operacionales que implican hacer funcionar un grupo electrógeno tenemos dos variables fundamentales en las que debemos fijarnos:

a).-Consumo de combustible: Variable que generalmente se entrega en las hojas de datos de los equipos en litros de combustible por cada hora de funcionamiento (lt/h) en función del porcentaje de carga eléctrica conectada al grupo electrógeno, sin embargo esta definición es muy básica a la hora de pensar en el funcionamiento sincronizado de varios grupos electrógenos. Para el caso en que se conecten varios grupos electrógenos suministrando energía a un punto común es importante definir algunos aspectos tales como el consumo de energía de la carga y el perfil de la carga durante la jornada de trabajo de los grupos electrógenos, ya que el rendimiento del motor diesel va a depender del porcentaje de carga al cual será sometido. Es por esto que la mejor forma de definir la eficiencia energética es mediante el consumo específico de combustible de cada grupo electrógeno, el cual se define como la cantidad de combustible que necesita el motor para suministrar una determinada unidad de potencia por unidad de tiempo y es medida en kg/kWh. Con el fin de administrar de forma eficiente el funcionamiento de una batería de grupos electrógenos, algunos fabricantes han desarrollado un sistema que permite la entrada y salida de grupos electrógenos en función de la potencia requerida por la carga

denominado Sistema de Gestión de Potencia o PMS (Power Management System). Este sistema permite por lo tanto reducir de forma considerable el consumo de combustible debido a que genera la detención de aquellas unidades que no necesitan mantenerse en funcionamiento debido a que la carga eléctrica es menor a la que suministra la batería de grupos electrógenos.

b).-Mantenciones preventivas: Los elementos de recambio utilizados por los grupos electrógenos son cada vez más eficientes, por lo que las mantenciones preventivas se han visto aplazadas en varios fabricantes de grupos electrógenos. Antiguamente las mantenciones se realizaban cada 200 ó 250 hrs. de funcionamiento del grupo electrógeno, sin embargo al mejorar la calidad y eficiencia de los lubricantes y elementos de recambio, hoy encontramos en el mercado fabricantes que recomiendan mantenciones preventivas a sus grupos electrógenos cada 500 hrs. de funcionamiento. Este aplazamiento en la periodicidad de las mantenciones implica un menor coste por este concepto y una mayor disponibilidad del grupo electrógeno, lo cual se torna crítico en aplicaciones mineras donde la única fuente de suministro de energía es el grupo electrógeno.

c).-Tipos de grupos electrógenos

Los podemos identificar en función del combustible que utilizan (diesel, gasolina, gas, etc.), por la aplicación para la que será utilizado (prime, stand by, continuo), si son portátiles o estacionarios, insonorizados o abiertos, sistema eléctrico trifásico o monofásico. En el caso de las aplicaciones mineras, generalmente la energía consumida por las plantas es variable en magnitud y en el tiempo, por lo que para este caso se recomienda la adquisición de grupos electrógenos diseñados para operar en modalidad Prime, vale decir, funcionamiento con carga variable que promedie el 80% de la carga en un período de 12 horas, sin límite de horas de funcionamiento en el año y que permite una sobrecarga de 10% del grupo electrógeno de 1 hora por cada 12 horas de funcionamiento, principalmente para el arranque de motores ó transientes que pueda generar la carga (norma ISO 8528). Por otra parte tenemos el hecho de que los fabricantes de grupos electrógenos definen la aplicación como estacionaria o portátil.

d).-Requisitos que debe tener un grupo electrógeno para que tenga un funcionamiento eficiente

- Buenas condiciones de operación.
- Realizar las rutinas de mantención dentro de los plazos recomendados por el fabricante.
- Utilizar combustible de buena calidad (evitar el trasvasije de combustible entre estanques contaminados).

2.3.3.- Control de la Demanda (Demand Side Management)

Esta tecnología no necesariamente reduce el total del consumo de energía pero al reducir los picos de demanda del sistema interconectado, reduce la necesidad de inversiones en redes eléctricas y centrales para cubrir dichos picos, es por eso que es aplicada como política de estado en muchos países. El usuario final tiene como motivación reducir sus tarifas debido a la diferencia de estas en hora de punta u hora fuera de punta, para ello tiene que hacer un control sobre su máxima demanda.

Solo con el hecho de mantener el factor de calificación tarifaria en 0.49 se podría tener un ahorro del 11% del total de la facturación.

Control Automático de la Máxima Demanda

Entre las formas más eficaces de administrar y controlar la máxima demanda podemos identificar :

- 1) **Reducción de picos.** Reducir carga en el periodo de punta, cuyo esquema se ve en la figura:

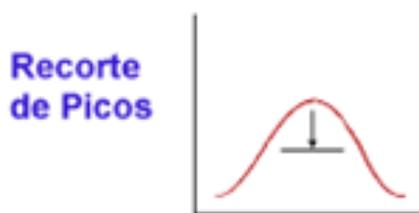


Fig.2.6-Recorte de picos

- 2) **Relleno de "valles".** Aumento de carga en el periodo fuera de punta, cuyo esquema se ve en la figura:

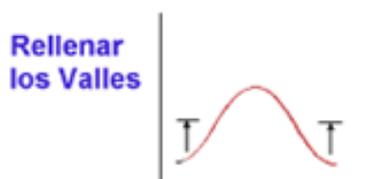


Fig.2.7-Relleno de valles

- 3) **Desplazamiento de picos.** Desplazamiento de carga sin que exista cambio en el nivel de consumo, cuyo esquema se ve en la figura:



Fig.2.8.-Desplazamiento de picos

- 4) **Conservación en los niveles apropiados de la demanda.** Reducción del consumo de la energía en las horas pico y en los valles. A través del uso de equipos eficientes, cuyo esquema se ve en la figura:



Fig.2.9-Conservación estratégica

- 5) **Crecimiento ordenado y planificado de la demanda eléctrica.** Cuyo esquema se ve en la figura:



Fig.2.10-Crecimiento estratégico de la carga

En la figura, se muestra los resultados de aplicar el DSM en una planta industrial, se nota la disminución en consumo de energía y de potencia dentro de las horas de punta.

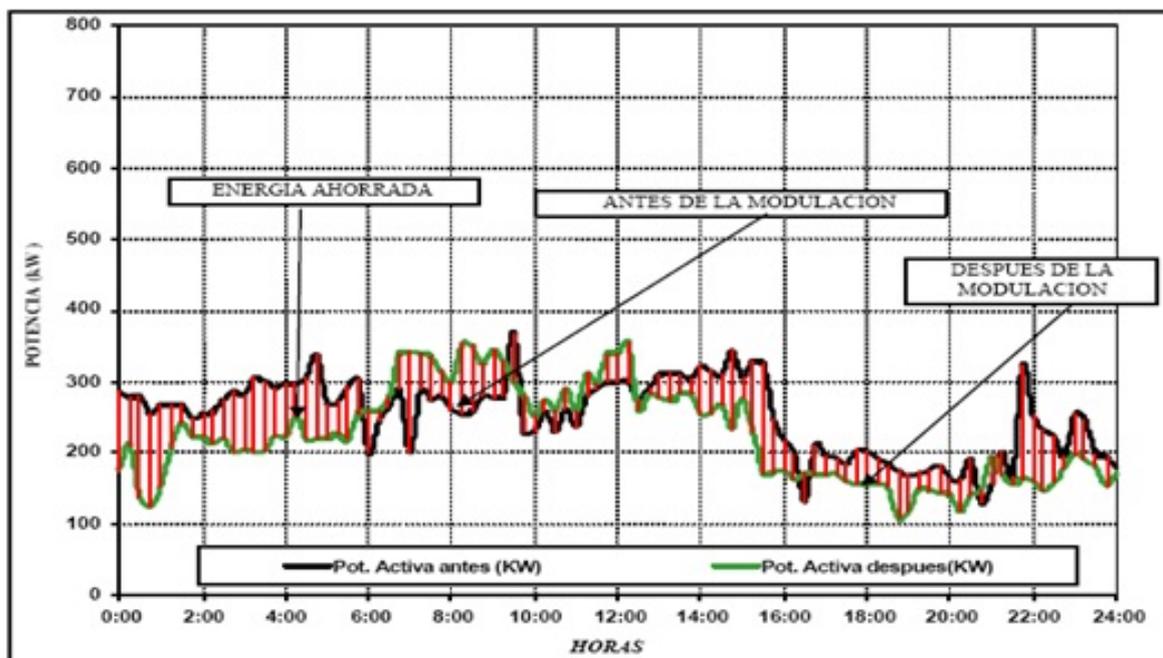


Fig.2.11.-Fuente: Cenyttec

Control Automático de la Máxima Demanda en Grupos Electr6genos

Si bien es cierto al autogenerar con grupos electr6genos no hay una diferencia tarifaria en horas de punta y horas fuera de punta, es mejor para la eficiencia del grupo electr6geno trabajar entregando una potencia constante, lo cual es imposible, pero al menos podemos buscar curvas de m1xima demanda suaves (con picos y valles adecuados), para ello tenemos que planificar un crecimiento ordenado de la m1xima demanda el6ctrica con ayuda del control de la m1xima demanda.

2.3.4.-Compensaci3n Reactiva

El objetivo es que la potencia aparente sea lo m1s parecida posible a la potencia activa, para lograrlo se deben instalar condensadores [11].

Instalando tales equipos en la red, la compa1a de suministro de energ1a el6ctrica deja de suministrar parte de la potencia activa requerida, lo cual se refleja en una potencia aparente menor y por ende el cargo por demanda en la factura de electricidad ser1 menor. Por otro lado limitando la potencia reactiva, nuestros grupos consumir1n menos combustible.

La compensaci3n reactiva de la red puede realizarse a trav6s de bancos fijos o bancos autom1ticos de condensadores. Los bancos fijos est1n conectados a la red permanentemente y est1n formados por condensadores m1s interruptores o fusibles. Los bancos autom1ticos conectan a la red en forma progresiva, los condensadores necesarios para mantener el factor de potencia en el valor deseado. Est1n compuestos por grupos o pasos de condensadores, contactores y fusibles, gobernados por un rel6 de control varim6trico denominado regulador del factor de potencia, el cual se observa en la figura con su respectivo unifilar en la figura 2.12 (tomada de Epcos).

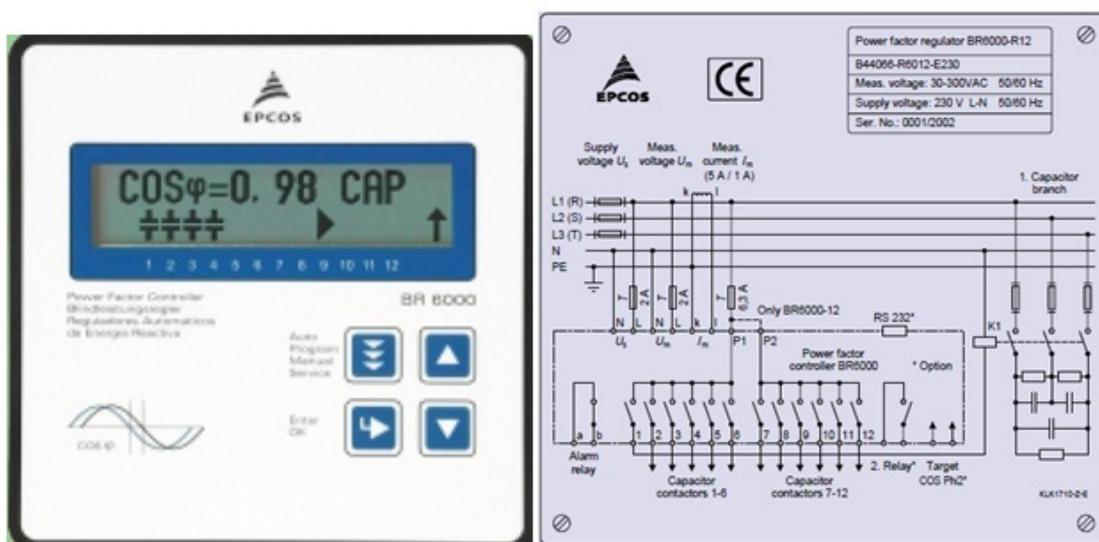


Fig.2.12-Regulador de Factor de Potencia BR6000 EPCOS

Ventajas de la corrección del factor de potencia

Corregir o mejorar el factor de potencia de una instalación tiene las siguientes ventajas:

a).-Reducción de las caídas de tensión

La instalación de condensadores permite reducir la energía reactiva transportada por las redes eléctricas y por consiguiente disminuye las caídas de tensión en las líneas eléctricas

b).-Reducción de la sección de los conductores

Al igual que en el caso anterior la instalación de condensadores permite la reducción de la energía reactiva transportada y en consecuencia es posible, a nivel de proyecto, disminuir sección de los conductores a instalar.

c).-Disminución de las pérdidas

Al igual que en el caso anterior la instalación de condensadores permite reducir las pérdidas por efecto Joule que se produce en los conductores y transformadores.

$$\frac{P_{cu \text{ final}}}{P_{cu \text{ inicial}}} = \frac{(\cos \phi_{inicial})^2}{(\cos \phi_{final})^2} \quad (2.2)$$

Donde:

P_{cu} = Pérdida de potencia activa por efecto Joule en el cobre del arrollamiento de los transformadores.

d).-Reducción del costo de electricidad evitando el pago por consumo de energía reactiva.

Esta ventaja que se obtiene es de orden económico y mejora los costos operativos de producción.

e).-Aumento de la capacidad del transformador para entregar potencia activa.

La última ventaja es aún más atractiva porque aprovechamos una mayor capacidad de la instalación.

Instalación de los condensadores

Las instalaciones industriales son normalmente trifásicas, por lo que los condensadores a emplearse son también trifásicos, que son tres condensadores monofásicos conectados en triángulo. Se utiliza esta conexión porque es la más económica, si la comparamos con la conexión estrella. Para la misma potencia reactiva, los condensadores de la conexión triángulo son de menor capacitancia.

El condensador podrá conectarse en diferentes puntos de la instalación, dependiendo de esta ubicación se obtendrá beneficios en mayor o menor grado. Según el puerto de conexión, esta compensación puede clasificarse en:

1.-Compensación individual:

Es el condensador junto a la carga.

2.-Compensación por grupo:

Es el condensador conectado a un grupo de cargas.

3.-Compensación global:

Es el condensador conectado en el origen de la instalación (barra principal) para la compensación en conjunto.

2.3.5.-Motores de alta eficiencia y eficiencia premium

Actualmente existen en el mercado motores de alta eficiencia y de eficiencia premium los cuáles pueden ser reconocidos fácilmente por las etiquetas que presentan tanto si vienen de USA(Norma IEEE 112-B) como de la Unión Europea(Norma IEC 60034-2-2), las que se muestran a continuación:

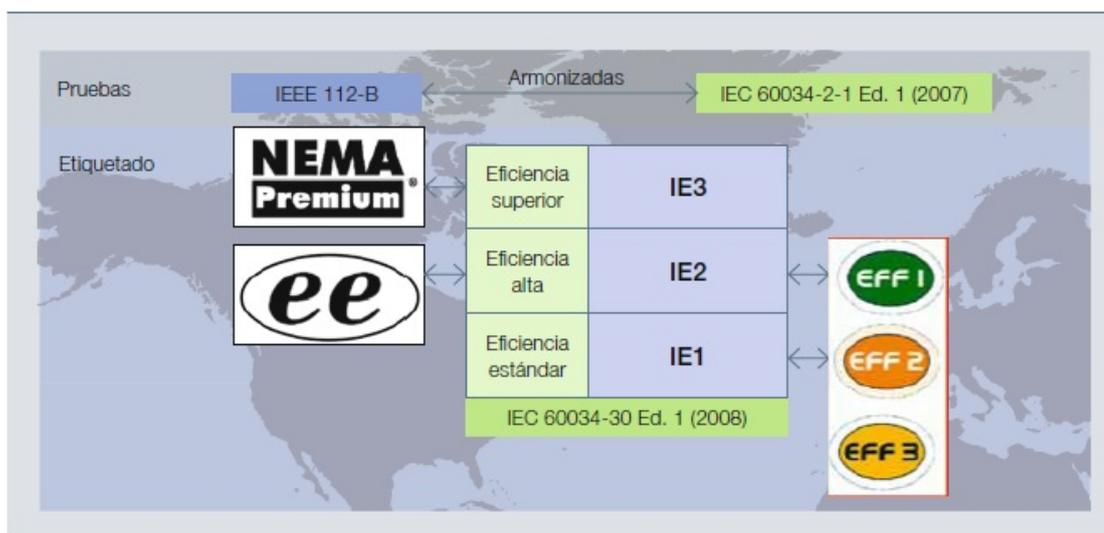


Fig.2.13- Clases de eficiencia a escala mundial

Para el caso de Estados Unidos, el acuerdo de energía de 1992 (Energy Policy Act of 1992-EPAAct 92) fue la primera ley en energía para requerir valores mínimos de eficiencia en motores.

Luego vino el EPAAct 2005, el cual estableció la ahora familiar NEMA Premium en la cual el consorcio para la eficiencia energética (Consortium for Energy Efficiency CEE) y la asociación nacional de fabricantes eléctricos (National Electrical Manufacturers Association-NEMA) acordaron una definición conjunta de un motor de eficiencia Premium.

En la Unión Europea, la determinación de la eficiencia se realizó de acuerdo con el método de ensayo descrito en la norma IEC 60034-2. El acuerdo voluntario del Comité Europeo de Fabricantes de Máquinas Eléctricas y Electrónica de Potencia (CEMEP) definió tres clases posibles de eficiencia para los motores[12]:

- EFF3 Motores de baja eficiencia
- EFF2 Motores de eficiencia mejorada

- EFF1 Motores de alta eficiencia

Selección de motores eléctricos

El rendimiento de un motor y el factor de potencia disminuyen cuando el motor trabaja cargado por debajo del 50% de su potencia nominal. La relación de la eficiencia y el factor de carga de un motor se aprecia en la figura (2.14) [13].

La eficiencia (n_0) del motor eléctrico se puede calcular del producto entre la eficiencia máxima ($n_{m\acute{a}x}$), y el coeficiente de carga (K), que depende de la carga promedio que tiene el motor, es decir:

$$n_0 = K(n_{m\acute{a}x}) \quad (2.3)$$

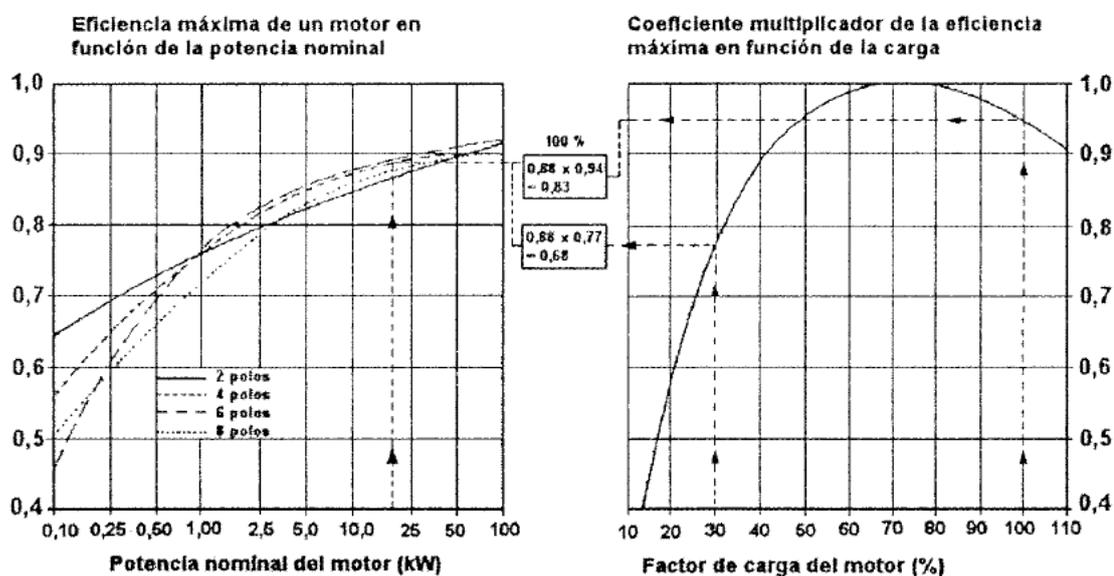


Fig.2.14- Relación de eficiencia y factor de carga de un motor

El sobredimensionamiento de un motor origina:

- Desperdicio de energía por un aumento de las pérdidas.
- Aumento de la potencia solicitada.
- Reducción del factor de potencia de la instalación eléctrica de la industria.
- Mayores pérdidas en las redes de distribución de energía y en los transformadores.
- La escasez de información disponible y la dificultad para definir la potencia solicitada al motor es la causa del sobredimensionamiento.

Ejemplo del cálculo de las pérdidas de potencia en un motor eléctrico

Un motor de inducción trifásico de 4 polos, tiene los siguientes datos:

- P. nominal = 20kW
- P.solicitada = 6kW (régimen permanente)

Determinar las pérdidas de potencia en el motor eléctrico.

Solución:

De la figura 3 se obtiene el rendimiento máximo $n_{m\acute{a}x}=0.88$

El factor de carga de motor es:

$$FC = \frac{P_u}{P_n} = \frac{6}{20} = 0.30$$

Con el factor de carga obtenemos de la Figura 3 el coeficiente de carga $K=0.77$. El rendimiento para esta condición de carga será:

$$n_0 = K(n_{m\acute{a}x}) = (0.77)(0.88) = 67.76\%$$

La potencia eléctrica de accionamiento solicitada a la red será de:

$$P_a = \frac{P_u}{n_0} = \frac{6}{0.6776} = 8.86$$

Las pérdidas en el motor para esta condición de carga serán:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = P_a - P_u = 8.86 - 6 = 2.86KW$$

Se puede deducir que el 32.28% de la potencia de accionamiento es pérdida, o también que el 47,67% de la potencia solicitada se desperdicia.

2.3.6.-Variador de velocidad

El Variador de Velocidad (VSD, por sus siglas en inglés Variable Speed Drive) es en un sentido amplio un dispositivo o conjunto de dispositivos mecánicos, hidráulicos, eléctricos o electrónicos empleados para controlar la velocidad giratoria de maquinaria, especialmente de motores. También es conocido como Accionamiento de Velocidad Variable (ASD, también por sus siglas en inglés Adjustable-Speed Drive). De igual manera, en ocasiones es denominado mediante el anglicismo Drive, costumbre que se considera inadecuada.

La maquinaria industrial generalmente es accionada a través de motores eléctricos, a velocidades constantes o variables, pero con valores precisos. No obstante, los motores eléctricos generalmente operan a velocidad constante o cuasi-constante, y con valores que dependen de la alimentación y de las características propias del motor, los cuales no se pueden modificar fácilmente. Para lograr regular la velocidad de los motores, se emplea un controlador especial que recibe el nombre de variador de velocidad. Los variadores de velocidad se emplean en una amplia gama de aplicaciones industriales, como en ventiladores y equipo de aire acondicionado, equipo de bombeo, bandas y transportadores industriales, elevadores, llenadoras, tornos y fresadoras, etc.

Motivos para emplear variadores de velocidad

El control de procesos y el ahorro de la energía son las dos de las principales razones para el empleo de variadores de velocidad. Históricamente, los variadores de velocidad fueron desarrollados originalmente para el control de procesos, pero el ahorro energético

ha surgido como un objetivo tan importante como el primero a continuación lo describimos:

Fomentar el ahorro de energía mediante el uso de variadores de velocidad

Un equipo accionado mediante un variador de velocidad emplea generalmente menor energía que si dicho equipo fuera activado a una velocidad fija constante. Los ventiladores y bombas representan las aplicaciones más llamativas. Por ejemplo, cuando una bomba es impulsada por un motor que opera a velocidad fija, el flujo producido puede ser mayor al necesario. Para ello, el flujo podría regularse mediante una válvula de control dejando estable la velocidad de la bomba, pero resulta mucho más eficiente regular dicho flujo controlando la velocidad del motor, en lugar de restringirlo por medio de la válvula, ya que el motor no tendrá que consumir una energía no aprovechada.

2.3.7.-Sistemas de iluminación eficiente

Un sistema de iluminación eficiente es aquel que ilumina con el menor consumo de energía posible. El uso de lámparas fluorescentes compactas LFC, comúnmente llamadas "lámparas de bajo consumo", es el mejor medio para lograr una iluminación eficiente. Hay dos tecnologías que se pueden usar en este tipo de proyectos [14]:

Lámparas Fluorescentes Compactas (LFC)

Consumen entre 75 y 80% veces menos que las comunes, aún brindando la misma luz y duran 6 veces más que las lámparas comunes.

LED's (Lo Más Avanzado en Tecnología de Iluminación Eficiente)

Los LEDs son diodos que transforman la corriente eléctrica en luz. La corriente que atraviesa el dispositivo genera estados excitados en los electrones del material de estos semiconductores. Posteriormente, estos electrones regresan a los estados energéticos de partida, más estables, emitiendo fotones cuya longitud de onda dependerá de cómo se ha diseñado el módulo. Debido a la extraordinaria eficiencia energética de estos dispositivos electrónicos existe un enorme potencial de ahorro energético, simplemente, sustituyendo las actuales bombillas de luz. Los LEDs que usan polímeros orgánicos, para emitir luz, presentan un particular interés porque se espera que los costes de producción bajen de manera considerable en los próximos años.

2.4.-Herramientas de Gestión Energética

2.4.1.-Monitoreo y fijación de metas (M&T)

El esquema M&T permite evaluar programas y proyectos de energía mediante el seguimiento a la evolución de los patrones de consumo de energía, a partir de la línea base establecida en el diagnóstico energético y contra la cual se deberán medir los impactos de la implementación de las recomendaciones, tanto de aquellas asociadas con las buenas prácticas como con el reemplazo de equipos [15].

a).-Definición

Es una técnica de seguimiento al uso eficiente de la energía, que usa la información registrada como base para optimizar el actual nivel del uso de la energía mediante implementación de mejoras en los procedimientos operativos existentes y en el reemplazo de los equipos ineficientes en las diversas áreas. Se basa en el principio: "no puedes administrar lo que no puedes medir" y esencialmente combina principios del uso eficiente de la energía y la estadística.

Por cada ítem monitoreado se necesita un apropiado indicador contra el cual evaluar el rendimiento. Para tal indicador, se necesita un rendimiento estándar que se deriva de unos datos históricos, considerando los factores externos que pueden afectar la eficiencia significativamente.

Para establecer un estándar se debe tener algunos meses de datos recolectados; las metas se derivan de establecer un estándar y deben representar mejoras en el uso eficiente de la energía.

b).-Conceptos Previos

Energéticos primarios: Electricidad, petróleo, gas, carbón y agua.

Energéticos secundarios: Vapor, aire comprimido, temperaturas, gases de combustión, presiones, etc.

Centro de Costos de Energía (CCEs): Es similar a un centro contable de costos, la diferencia estriba que un CCE, involucra llevar en orden los consumos y costos de los energéticos más relevantes tanto de los primarios como secundarios y relacionarlos con la producción diaria, semanal, mensual y anual.

Estos CCE pueden llegar a dividir a la planta desde la configuración básica (áreas de producción y servicios) hasta por equipos y componentes.

A modo de ejemplo, en la figura se muestran los centros de costos de energía en una industria minera metálica tipo socavón, estos estarán agrupados en dos grupos uno de mina y otro de planta concentradora.

c).-Esquema del Monitoring & Targeting

A continuación en la figura 2.16 se muestra el esquema del M&T:

Los elementos esenciales del sistema M&T son:

1. Seleccionar: Establecer centros de costos energéticos.
2. Registro: Medir y registrar del consumo de energía ya sea con la instalación de nuevos medidores o con los existentes.
3. Identificar: Seleccionamos los energéticos de mayores consumos y costos, aplicamos la ley de Pareto.
4. Análisis: Correlacionar el consumo de energía con el producto de salida

5. Comparación: Comparar el consumo de energía antes y después de implementado el proyecto de uso eficiente de la energía con el fin de definir estándares de consumos energéticos.

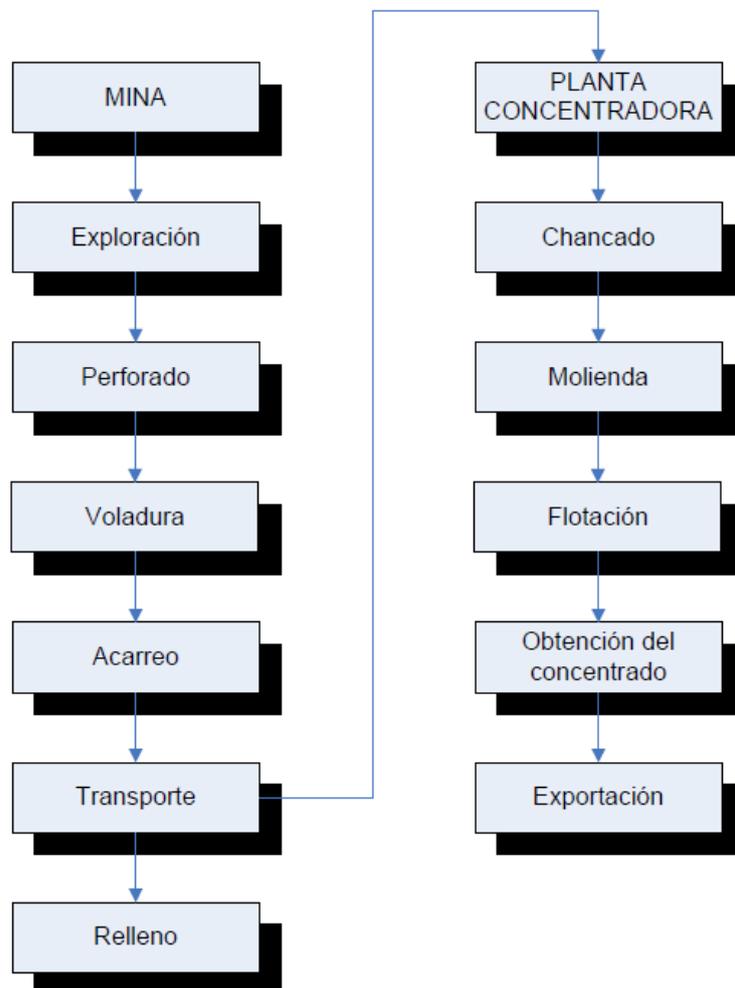


Fig.2.15- Centros de costos de energía en una industria minera metálica tipo socavón
(Fuente CENERGIA 2008)

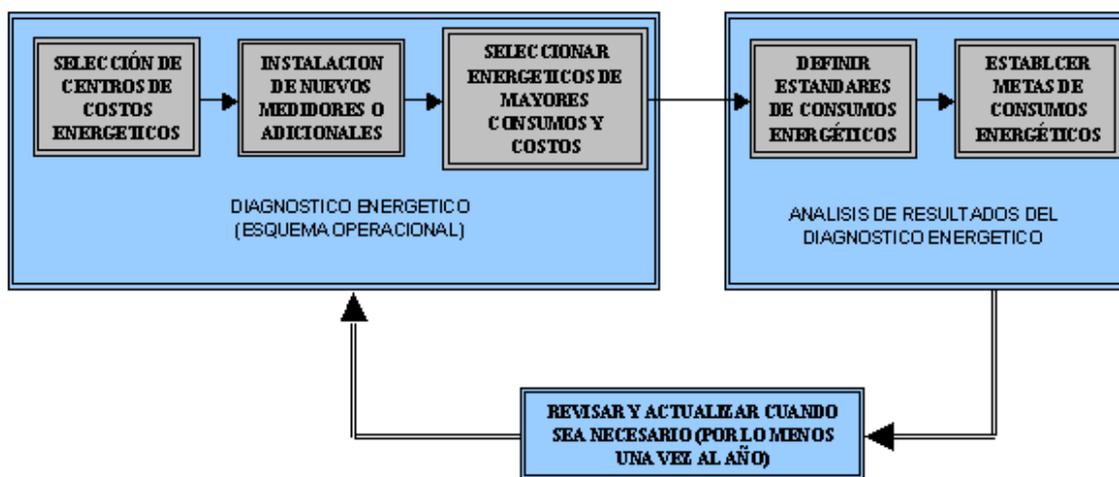


Fig.2.16-Esquema del M&T

6. Metas: Establecer la meta para reducir o controlar el consumo de energía
7. Monitoreo: Comparar el consumo energía para poner la meta en una base regular
8. Reporte: Reportar los resultados, incluyendo variaciones de la meta.
9. Control: Controlar implementando medidas de gestión para corregir cualquier variación que ha ocurrido (por lo menos una vez al año)

d).-Indicadores Energéticos

Se considera, entre otros conceptos, como ratio técnico-económico, que se utilizan a niveles de usos finales y otros [16].

Es la relación de un consumo de energía (kWh, gal, etc.) con un indicador de actividad medido en términos físicos (t, lt, etc.), a este término también se le denomina consumo específico.

Estos indicadores energéticos representan factores de normalización, que posibilitan las comparaciones intersectoriales e internacionales

A modo de ilustración, en la tabla N° 2.2 se muestra la variación del consumo específico de energía en función de las toneladas de concentrado en una industria minera metálica. Es decir, el impacto de aquellas mejoras propuestas e implementadas a través de un programa de uso eficiente de energía (PUEE) debería necesariamente reflejarse en los siguientes meses.

Tabla 2.2.-Variación del consumo específico

MES	ELECTRICIDAD (kW.h)	Concentrado (Ton)	I.E. (kW.h/ton)
Ene	3333362	50507	66.0
Feb	3199778	47042	68.0
Mar	3763113	53534	70.3
Abr	3602148	50668	71.1
May	3885952	62050	62.6
Jun	3538313	57414	61.6
Jul	3570816	57551	62.0
Ago	3911272	63856	61.3
Sep	3808071	62135	61.3
Oct	3956458	62032	63.8
Nov	3657433	59018	62.0
Dic	3853831	61173	63.0
MAXIMO			71.1
MINIMO			61.3
PROMEDIO			64.4

Por otro lado, el indicador energético sufre variaciones a través de los meses. En la figura 2.17 se nota la variación del indicador de los meses de enero a diciembre en kWh/ton.

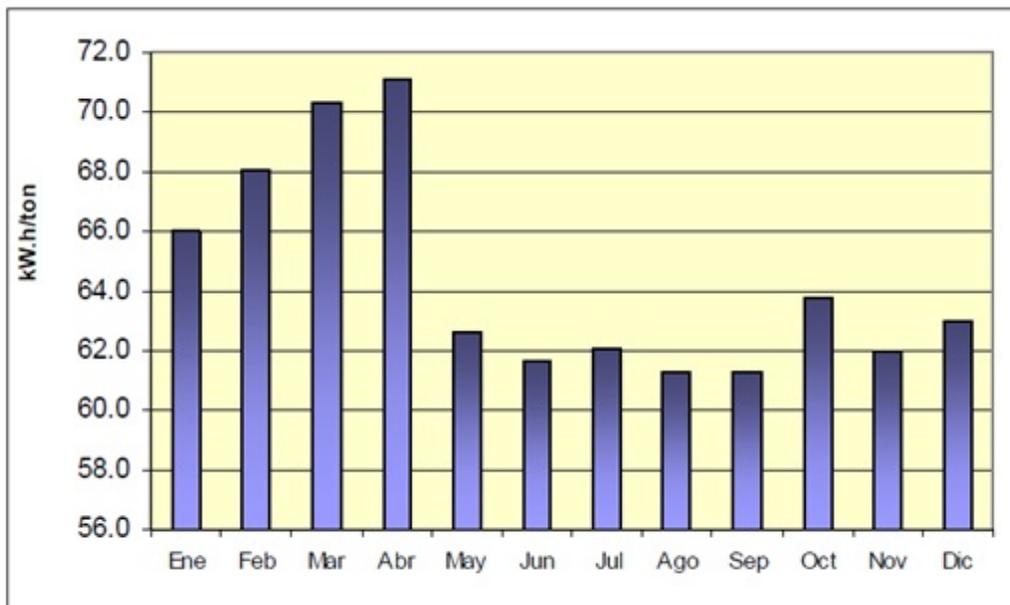


Fig.2.17.-Variación anual del indicador energético (CENERGIA 2007)

El consumo de energía varía de acuerdo a las toneladas de concentrado. Por lo general una tendencia que permite identificar puntos de operación, por debajo y por encima del promedio esperado, como se muestra en la figura. La meta será replicar lo ocurrido en aquellos casos con puntos de operación que se encuentran por debajo de la tendencia promedio y evitar que se repitan los puntos de operación por encima de dicha tendencia. En caso de que la producción aumente también podríamos hallar una tendencia de cómo variarían los MWh en función de las toneladas como la que se muestra en la figura 2.18:

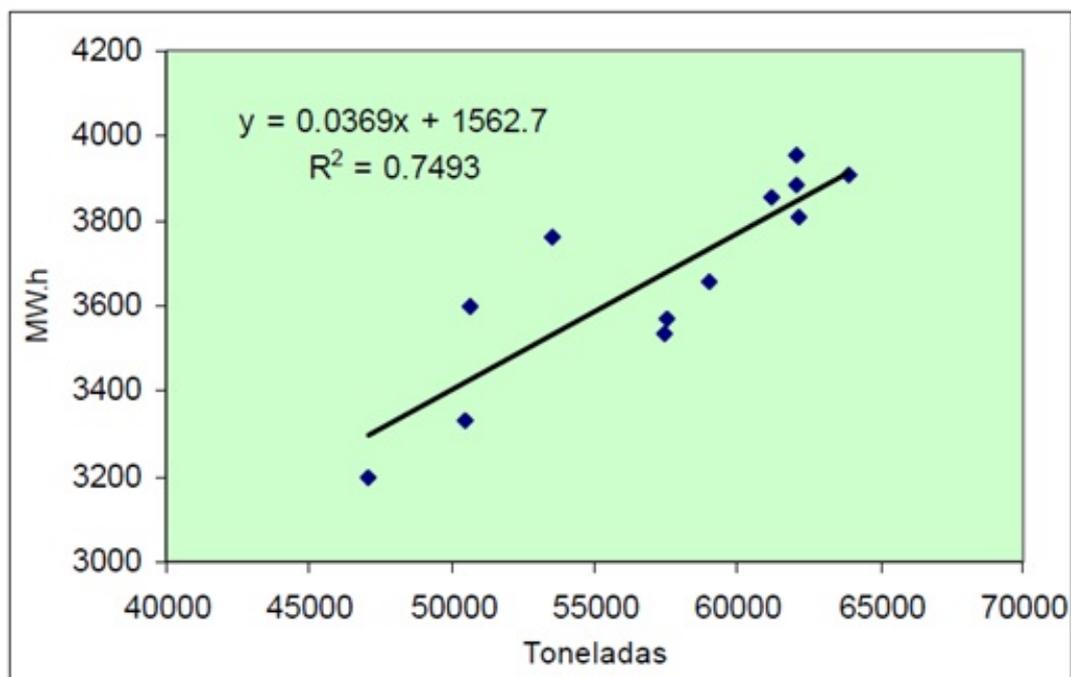


Fig.2.18-Tendencia cuando hay variación de la producción

e).-Implementación

Los pasos de la implementación de un programa de uso eficiente de la energía (PUEE) son los siguientes:

1. Conformación del Comité de Energía
2. Efectuar un diagnóstico energético
3. Identificación de los Centros de Costos
4. Monitoreo de los energéticos en condiciones actuales
5. Determinación de estándares y metas (1ra fase)
6. Formulación y aplicación de acciones
7. Monitoreo permanente (con instalación de equipos de medición) incluyendo cambios tecnológicos (2da fase)

Para terminar a modo de ilustración, en la figura 2.19 se muestra los porcentajes de ahorro por fases. Cabe precisar que en la presente tesis se usará la segunda fase con cambio tecnológico, pero de una forma sencilla ya que por la temporalidad de los proyectos no justifica hacer grandes inversiones.

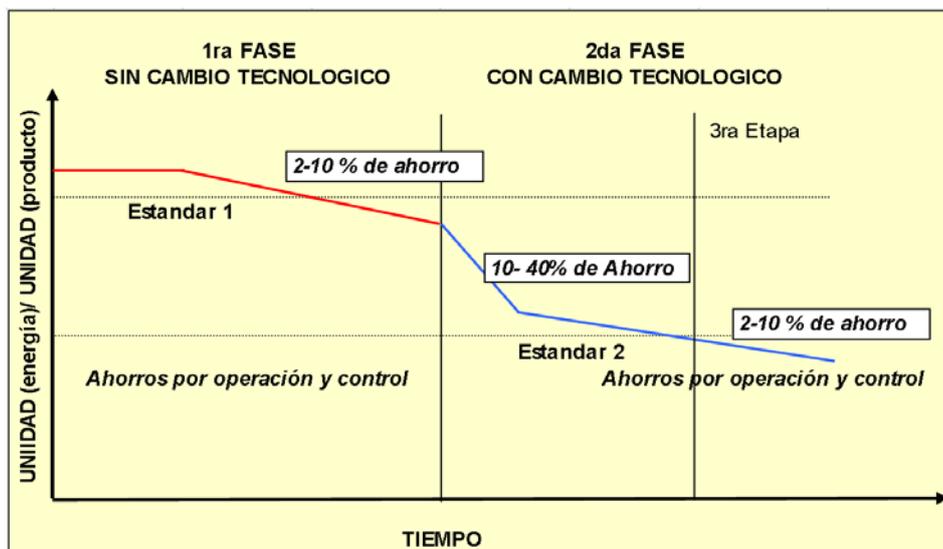


Fig.2.19- Fases de ahorro de un PUEE

CAPÍTULO III OPTIMIZAR LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

3.1.-Modelo Obtenido

El objetivo principal era optimizar el consumo de energía mediante la eficiencia energética con el fin de hacer más rentable este tipo de proyectos, pero en el camino se encontró que como paso previo se tenía que tener un modelo definido de las instalaciones eléctricas, el cual no existía en la empresa en que se hizo el estudio, es así como surge esta parte que veremos a lo largo de este capítulo.

Optimizar las instalaciones eléctricas es posible sólo en la fase de planeamiento donde se define la ingeniería del proyecto. Si nuestras instalaciones son óptimas va ser más fácil optimizar la energía.

Optimizar el consumo de la energía es posible desde el planeamiento hasta la fase de ejecución como se verá en el capítulo 4.

A lo largo de la tesis iremos desarrollando dos modelos uno para la optimización de las instalaciones eléctricas y otro para la optimización del consumo de energía ambos parte de un gran modelo que se puede ver como un proceso que se va dar entre la ejecución y el planeamiento del proyecto.

El siguiente modelo muestra el proceso completo lo cual no quiere decir que si uno de estos proyectos se encuentra en ejecución no podamos usar la parte correspondiente de este modelo.

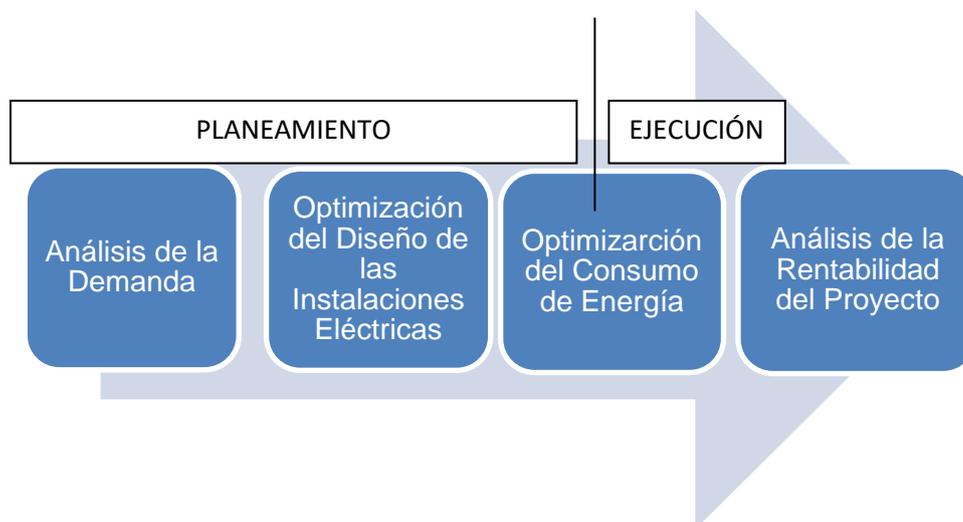


Fig.3.1-Modelo obtenido

El objetivo del presente capítulo es obtener un modelo para la Optimización de las instalaciones eléctricas en excavación de túneles en base a un proceso de planeamiento que luego podría hacerse extensivo para otros proyectos. Este modelo nos permitirá definir los niveles de tensión y la configuración de la red eléctrica a utilizar con el fin de tener las menores pérdidas eléctricas y la mayor flexibilidad de las instalaciones eléctricas.

Para este capítulo utilizaremos información de la construcción de los túneles de conducción de las centrales de Cerro del Águila, Santa Teresa y Huanza, y de los túneles del viaducto Santa Rosa.

Antes de optimizar las instalaciones debemos considerar ciertos aspectos que forman parte de un análisis previo.

3.2.-Análisis Previo

3.2.1.-La ubicación del proyecto

La ubicación del proyecto es importante porque de acuerdo a ello podemos tener datos importantes para el suministro eléctrico como es por ejemplo la altura de trabajo, este dato nos permitirá aplicar factores de corrección al equipamiento eléctrico.

Ejemplo:

El proyecto de la Central Hidroeléctrica de Huanza se encuentra ubicado en la parte alta de la cuenca del río Santa Eulalia (Río Palca), Distrito de Huanza, Provincia de Huarochirí, Departamento de Lima, aproximadamente a 159 km de la ciudad de Lima, y se ubica a 4 200msnm.

3.2.2- Facilidades de obra

Las facilidades de obra como los accesos determinarán la ubicación de las ventanas, de los frentes de trabajo, de las losas para las subestaciones. También se considera facilidad de obra si es que hay redes eléctricas cercanas.

Ejemplo:

Para el caso de Huanza se tendrán 4 ventanas, un acceso a la chimenea de equilibrio y un acceso al portal de salida. En el caso de la Presa Palca y el portal de entrada estos están en la carretera existente Casapalca- Huanza.

En la figura 3.2 se muestran como círculos rojos los 6 accesos que se tuvieron que realizar a la ventana de acceso N°1, a la ventana de acceso N° 2, a la ventana de acceso N°3, a la ventana de acceso N° 4, a la chimenea de equilibrio y al portal de salida.

Hablando de la facilidad de obra de que haya redes eléctricas cercanas para el caso del túnel de conducción de Huanza se tuvo que negociar con la empresa Edegel, la cual tenía redes eléctricas cercanas al proyecto.

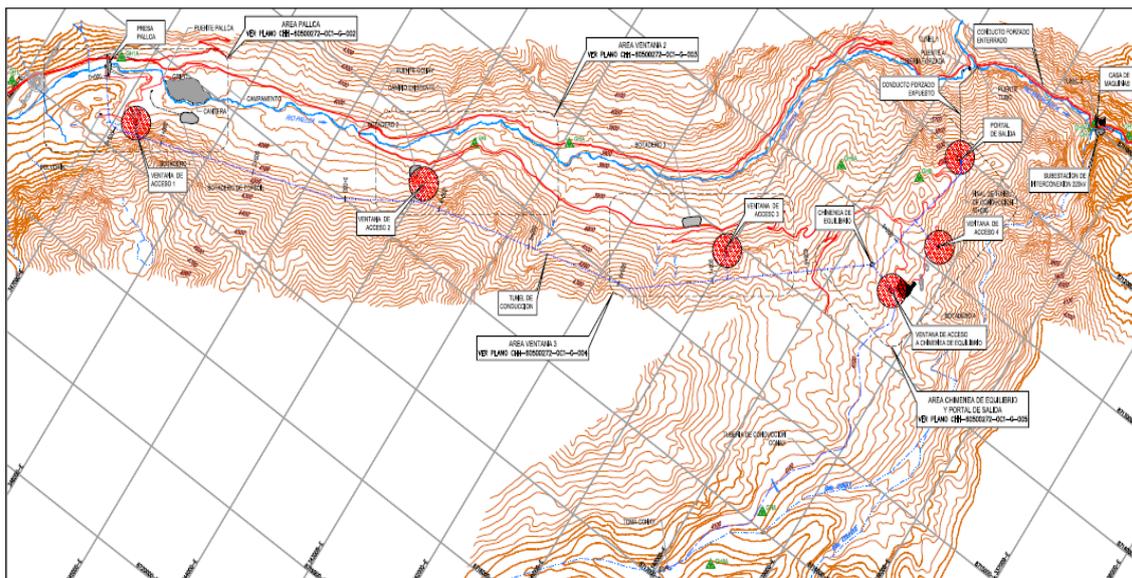


Fig.3.2-Accesos al túnel de conducción de la central de Huanza

3.2.3.-Datos Generales de los Equipos

La parte civil por lo general definirá los equipos a utilizar y nos dará las potencias de los equipos expresadas en HP debidamente agrupados por frentes (expresión que se definió en el capítulo1).

En esta parte debemos expresar dichas potencias en kW multiplicando por el factor de 0.7457.

3.2.4.-Cantidad y longitud de los túneles o tramos de túneles

La parte civil nos dará la cantidad y la longitud de los túneles así como el avance que se tiene previsto y la definición de frentes. El metrado del túnel de conducción de la central de Huanza que se muestra en la figura 3.3 y en la tabla 3.1 a continuación da una idea de ello:

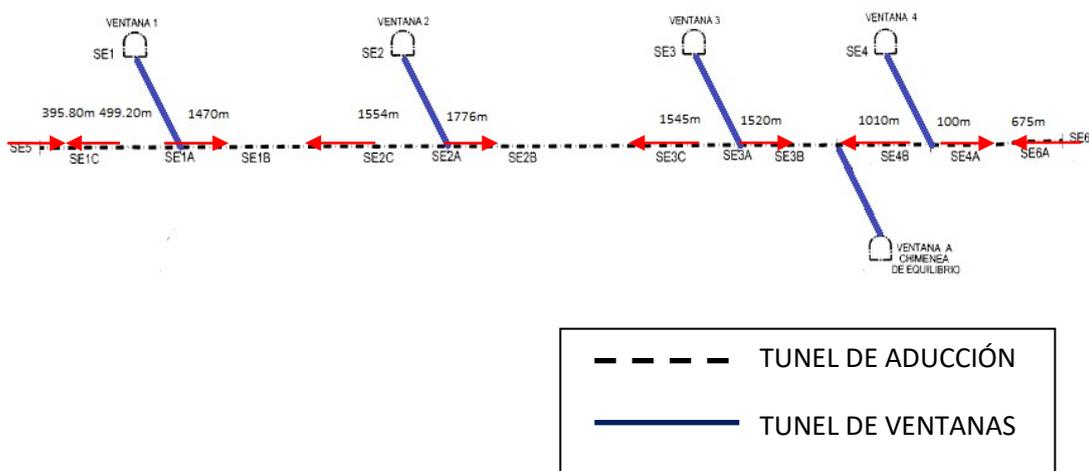


Fig.3.3-Túnel de conducción de Huanza

Tabla N° 3.1.-Metrados del túnel de conducción de Huanza

FRENTE 1	Metrado
Ventana 1	157.00 m
Lado Izquierdo	499.20 m
Lado Derecho	1470.00 m
FRENTE 2	Metrado
Ventana 2	166.00 m
Lado Izquierdo	1554.00 m
Lado Derecho	1776.00 m
FRENTE 3	Metrado
Ventana 3	244.00 m
Lado Izquierdo	1545.00 m
Lado Derecho	1520.00 m
FRENTE 4	Metrado
Ventana 4	210.00 m
Lado Izquierdo	1010.00 m
Lado Derecho	100.00 m
FRENTE 5	Metrado
Boca de entrada	395.80 m
FRENTE 6	Metrado
Portal de Salida	675.00 m

3.2.5.-Cronograma de obra

Cada actividad se planifica para que dure una cierta cantidad de tiempo, hay que tomar en cuenta que algunas actividades se hacen en simultáneo y que el frente civil (equipo) no es igual al frente eléctrico.

Para entender esto pondremos de ejemplo el cronograma planteado para el túnel de conducción de Santa Teresa que se muestra en el ANEXO A: cronograma de excavación y concreto subterráneos.

El equipo 1 trabaja simultáneamente con el equipo 2 y ambos dependen del frente eléctrico 1 (Ventana 1). Con lo cual se tiene que diseñar las instalaciones eléctricas y sobre todo la subestación principal considerando los dos frentes, es decir dos compresoras, dos jumbos, dos shotcreteras, etc.

Teniendo en cuenta estos 4 aspectos, tenemos que definir la configuración eléctrica más óptima.

3.3.-Resultado

Después de un análisis de los cuatro proyectos en los cuáles se ha participado: túnel de conducción de la central hidroeléctrica de Huanza, túnel de conducción de la central hidroeléctrica de Santa Teresa, túneles para el viaducto Santa Rosa y túnel de conducción de la central hidroeléctrica Cerro del Águila se ha llegado a obtener el siguiente modelo para la optimización de las instalaciones eléctricas en excavación de túneles que se muestra en la figura 3.4 y cuyo diagrama unifilar también se muestra en el anexo G.

3.4.-Suministro de Energía Eléctrica

El punto de partida para el suministro de energía eléctrica depende en un principio de las posibilidades de la red a la cual se puede enganchar [17].

Para garantizar el suministro de energía se debe intentar un balance de potencia y de energía eléctrica con suficiente aproximación, partiendo del diseño conceptual del esquema de la instalación y bajo los principios técnicos y económicos.

Los parámetros básicos a determinar son:

- La potencia nominal total instalada.
- Las potencias de punta en los trabajos de máxima intensidad y mantenidas durante un determinado periodo de tiempo.
- Las potencias de los equipos que trabajan simultáneamente, para lo cual es preciso determinar sus tiempos de trabajo, sus índices de simultaneidad y los factores de carga.

La potencia instalada P_i (kW) es la suma de las potencias activas nominales de todos los equipos utilizados, sin tener en cuenta los de reserva, y comprende todos los equipos dispuestos para funcionar con energía eléctrica. Hay que distinguir la potencia correspondiente a las maquinas y equipos utilizados en la marcha normal conjunta P_{ic} (kW). De aquí que $P_{ic} < P_i$.

Otro parámetro a tener en consideración es la potencia demandada P_d (kW). Para grupos de unidades consumidoras se calcula aplicando el factor de demanda K_d , o sea:

$$P_d = P_{ic} \cdot K_d \quad (3.1)$$

El factor K_d se puede determinar si se conoce dicha potencia demandada P_d , a partir de cálculos y mediciones, así como la potencia instalada P_{ic} . Cuando no se conozcan dichos datos, el factor K_d se puede calcular mediante la fórmula:

$$K_d = \frac{k_c \cdot k_s}{\eta_m \cdot \eta_r} \quad (3.2)$$

En donde:

K_c = factor de carga

El factor de carga es la relación entre la potencia tomada por la máquina respecto a la nominal de los motores.

K_s = Factor de simultaneidad de las distintas máquinas en operación.

η_m = Rendimiento de los motores.

η_r = Rendimiento de la red.

En la tabla N° 3.2 se muestran los grupos consumidores con su respectivo K_d y factor de potencia.

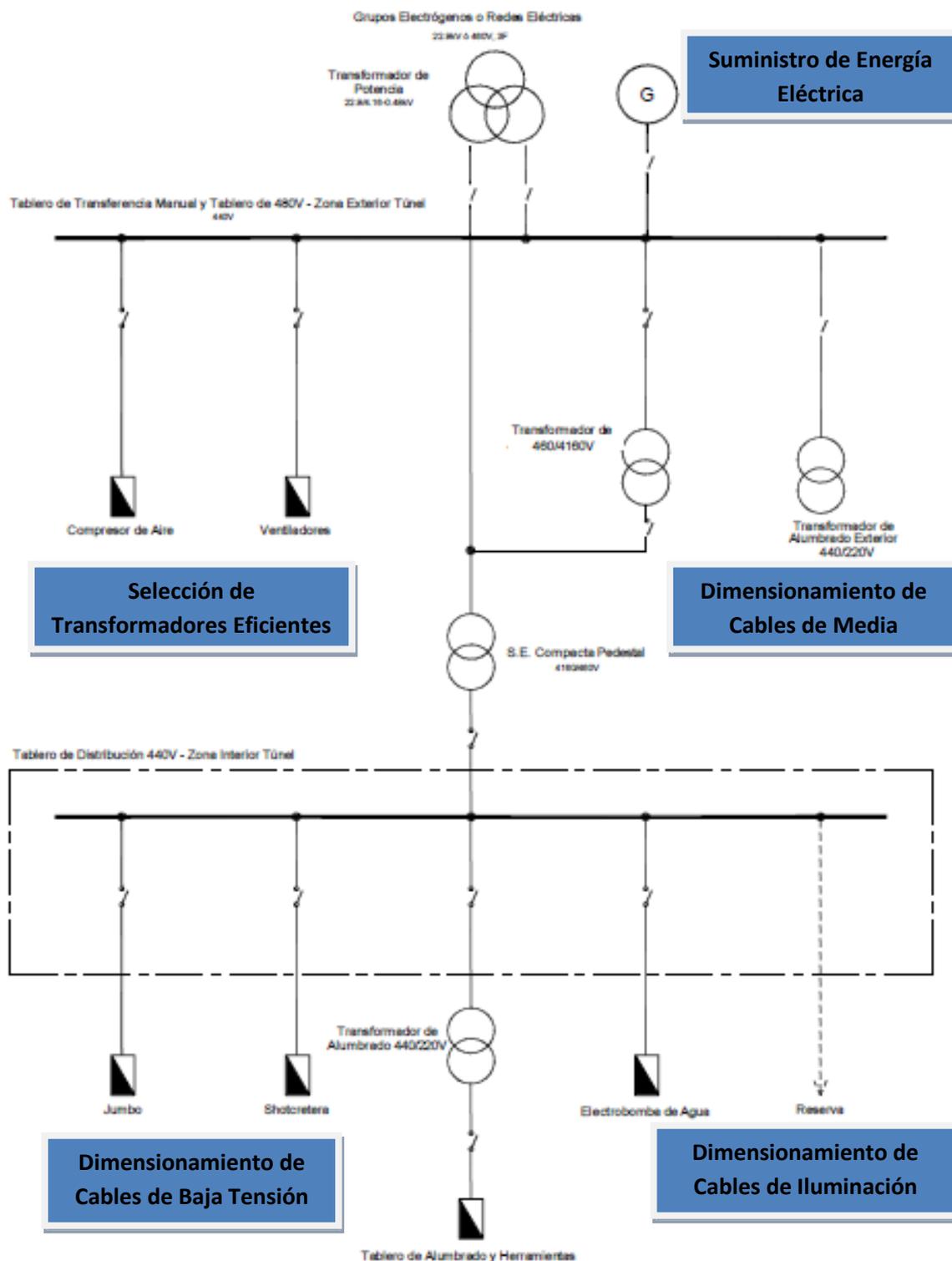


Fig.3.4-Eschema de optimización de las instalaciones eléctricas

Tabla N° 3.2.-factores para los distintos grupos consumidores

Grupos Consumidores	Kd	cos Φ
Conjunto de maquinas de frente, incluyendo los equipos de evacuación.	0.3-0.6	0.6-0.8
Sistemas de transporte horizontal:		
Transporte por via	0.4-0.55	0.7-0.75
Cintas transportadoras	0.6-0.7	0.7-0.75
Servicio de hormigonado	0.35-0.5	0.6-0.65
Sistema de desagüe	0.7	0.75-0.85
Total para el servicio de interior	0.3-0.5	0.6-0.7
Ventilación	0.75	0.8-0.9
Compresores	0.7	0.75-0.86
Resto de locales consumidores en el exterior	0.5-0.7	0.75-0.85
Total para la obra(exterior e interior)	0.4-0.6	0.7-0.75

La potencia de demanda P_d se calcula como suma de las potencias solicitadas del conjunto de grupos de trabajo de las unidades en marcha, teniendo en cuenta la no coincidencia de las puntas de carga, y es:

$$P_d = K_{pc} \sum P_{ic} \cdot K_d \quad (3.3)$$

Siendo K_{pc} el coeficiente del conjunto de potencias activas, considerando las puntas de carga.

A continuación como ejemplo determinaremos el factor K_d para las cargas típicas como se sabe este es el producto del factor de carga (K_c) y del factor de simultaneidad (K_s) con rendimientos de los motores (η_m) y de la red (η_r) iguales a 1:

Tabla N° 3.3.-factores para las distintas cargas típicas

EQUIPOS	FAC. DE CARGA	FAC. DE SIMULTANEIDAD	Kd
JUMBO	0.80	0.80	0.64
COMPRESORA 980 PCM	0.90	0.90	0.81
BOMBAS DE AGUA	0.80	0.80	0.64
VENTILADORES	0.80	0.95	0.76
SHOCRETERA 10 M3/HR.	0.80	0.80	0.64
TALLER	0.80	0.80	0.64
ILUMINACIÓN	1.00	1.00	1
CARGADOR CONTINUO	1.00	0.80	0.8

3.4.1.-Dimensionamiento de Subestaciones exteriores

El valor de la potencia aparente (PA) de la subestación principal se hallará en base a la suma de las potencias de todos los equipos (Pt) con un factor de seguridad (fs) que varía entre el 110 y el 120% y con un factor de potencia(fp) que varía del 0.8 al 0.85.

$$PA = fs * \frac{Pt}{fp} \quad (3.4)$$

De acuerdo a ese valor se tendrá que definir la potencia aparente de las subestaciones de acuerdo a valores comerciales.

3.4.2.-Dimensionamiento de las subestaciones para Equipos Móviles

Acá consideramos las potencias de todos los equipos móviles (Pm) definidos en el capítulo 1.Los equipos móviles son: el jumbo, la shotcretera, la electrobomba de tipo sumergible, la iluminación y el cargador continuo. Tenemos que sumar sus potencias para hallar la potencia de equipo móvil que será utilizada para seleccionar una subestación que entrará al túnel y que se llamará también subestación de frente.

Para el caso de los equipos móviles se hallará el valor de la potencia aparente (PA) de la subestación compacta respectiva con un factor de seguridad (fs) que varía entre el 110y 120% y con un factor de potencia (fp) que varía entre el 0.8 y 0.85.

$$PA = fs * \frac{Pm}{fp} \quad (3.5)$$

De acuerdo a ese valor se tendrá que definir la potencia aparente de las subestaciones de acuerdo a los valores comerciales, de preferencia tenemos que escoger subestaciones móviles iguales. Este procedimiento se repetirá para todos los frentes.

3.4.3.-Dimensionamiento de las subestaciones para Equipos Fijos

Acá se consideran las potencias de todos los equipos fijos (Pf) definidos en el capítulo 1.Los equipos fijos son: la electrobomba de tipo sumergible y el ventilador, en algunos casos. Tenemos que sumar sus potencias para hallar la potencia de equipo fijo que será utilizada para seleccionar una subestación que entrará al túnel y que se quedará fija.

Para el caso de los equipos fijos se hallará el valor de la potencia aparente (PA) de la subestación compacta respectiva con un factor de seguridad (fs) que varía entre el 110y 120% y con un factor de potencia (fp) que varía entre el 0.8 y 0.85.

$$PA = fs * \frac{Pf}{fp} \quad (3.6)$$

De acuerdo a ese valor se tendrá que definir la potencia aparente de las subestaciones de acuerdo a los valores comerciales, de preferencia tenemos que escoger subestaciones móviles iguales. Este procedimiento se repetirá para todos los frentes.

Para comprender un poco más estos conceptos se usará como ejemplo la ventana 1 del túnel de conducción de la central de Huanza.

Ejemplo N° 3.1

Una vez definidos todos los equipos y definidos sus factores de carga y de simultaneidad o diversidad como se muestran en la tabla:

Tabla N° 3.4.-Cuadro de cargas Ventana N°1

Subestacion SE1						
VENTANA N° 1 y TUNEL						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. kW	TOT. kW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	4.00	11.25	45.00	0.80	0.80	28.80
VENTILADORES	3.00	112.50	337.50	0.80	0.95	256.50
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
ILUMINACIÓN	1.00	21.30	21.30	1.00	1.00	21.30
			842.30		0.75	631.44

Donde para el caso de la iluminación se calculó reflectores de 150W colocados cada 15m y si son 2120m del frente, de la siguiente forma:

$$\text{entero} \left(\frac{2120}{15} \right) * 150 = 21300 \text{ W}$$

Más adelante se verá con más detalle este tema.

Se procede a:

- Dimensionar la subestación exterior (SE1) usando la fórmula (3.4) donde se definen un factor de seguridad (fs) del 110% y un factor de potencia (fp) de 0.85, que nos dará una potencia aparente:

$$PA = fs * \frac{Pt}{fp}$$

$$PA = 110\% * \frac{631.44}{0.85}$$

$$PA = 817.16 \text{ KVA}$$

Por lo que se selecciona una subestación de 800 kVA.

- Dimensionar las subestaciones para equipos móviles (SE1B y SE1C), para lo cual hallaremos la potencia del equipo móvil:

Potencia equipo móvil = Jumbo + Electrobomba + Shotcretera + Iluminación + Cargador continuo

$$Pm = 96 + 28.80 + 5.44 + 21.30 + 0$$

$$Pm = 151.54$$

Reemplazando en la fórmula (3.5):

$$PA = fs * \frac{Pm}{fp}$$

$$PA = 110\% * 151.54/0.85$$

$$PA = 196.11KVA$$

Por lo que se selecciona una subestación de 250 kVA

De forma similar en el caso de haber subestaciones fijas se haría el cálculo con la fórmula (3.6).

El cálculo de los demás frentes se muestra en el ANEXO B: cuadro de cargas eléctricas requeridas.

Finalmente la potencia instalada total de la obra será de 7,448.74 kW y la máxima demanda total a usar en toda la obra será de 5,430.13 kW.

3.4.4.-Definir el tipo de suministro de energía eléctrica

Una vez estimada la máxima demanda, se tiene tres opciones para definir el tipo de suministro de energía eléctrica como se verá a continuación:

a).-Energía proveniente de redes eléctricas en la zona

Se tiene que ver si hay redes eléctricas en la zona y si se puede llegar a un contrato con el concesionario. El concesionario va a fijar un punto de entrega de energía o punto de diseño (PD) como el que se ve en la figura 3.5, de allí ya depende de nosotros construir una línea de distribución. Es allí donde tenemos que decidir en qué tensión transmitir.



Fig.3.5-Punto de entrega de energía central Huanza

Para entender mejor esto se pone el ejemplo del túnel de conducción de la central Cerro del Águila, así como para la central de Huanza, se hace el cálculo de las potencias por cada frente, pero acá adicionalmente se tiene que ver cuántos frentes eléctricos vamos a alimentar con la línea de distribución, los cuáles se observan en la siguiente tabla:

Ejemplo N° 3.2

Después de estimar las potencias por frente (izquierda de la tabla), se agrupa los frentes cercanos que pueden ser alimentados desde un mismo punto convirtiéndose en un solo frente eléctrico (derecha de la tabla).

Tabla N° 3.5.-Frentes Eléctricos túnel de conducción central Cerro del Águila

Frente	P(KW)	Punto de Línea	P(KW)	comentario
Frente 1	2209.3	Punto 3	2209.3	
Frente 2	1930.3	Punto 4	2341.3	se suma F8
Frente 3	1118	Punto 7	2246	se suma F4
Frente 4	1128			
Frente 5	917	Punto 6	917	
Frente 6	537			
Frente 7	537			
Frente 8	411			
Frente 9	2422	Punto 5	2422	
Frente 10	4115	Punto 2	5189	se suma F6 y F7
Frente 11	350	Punto 8	350	
Frente 12	350	Punto 1	350	
total	16024.6	total	16024.6	

El frente 1 dará origen al punto 3, el frente 2 sumado al frente 8 darán origen al punto 4, el frente 3 sumado al frente 4 darán origen al punto 7, el frente 5 dará origen al punto 6, el frente 9 dará origen al punto 5, el frente 10 sumado a los frentes 6 y 7 darán origen al punto 2, el frente 11 dará origen al punto 8 y finalmente el frente 12 dará origen al punto 1. Dichos puntos de alimentación son ubicados en el google Earth como se muestra en la figura 3.6 y mediante un trazo rápido podemos saber la longitud de la línea de distribución.

Acá no se profundizará mucho, salvo en el cálculo de la sección del conductor el cuál se verá en la sección dimensionamiento de cables de media tensión.

Para este caso se escogió una tensión de 22.9kV ya que con 13.8kV la caída de tensión era demasiada por la longitud de 17.6Km y la potencia de 16MW que existe.

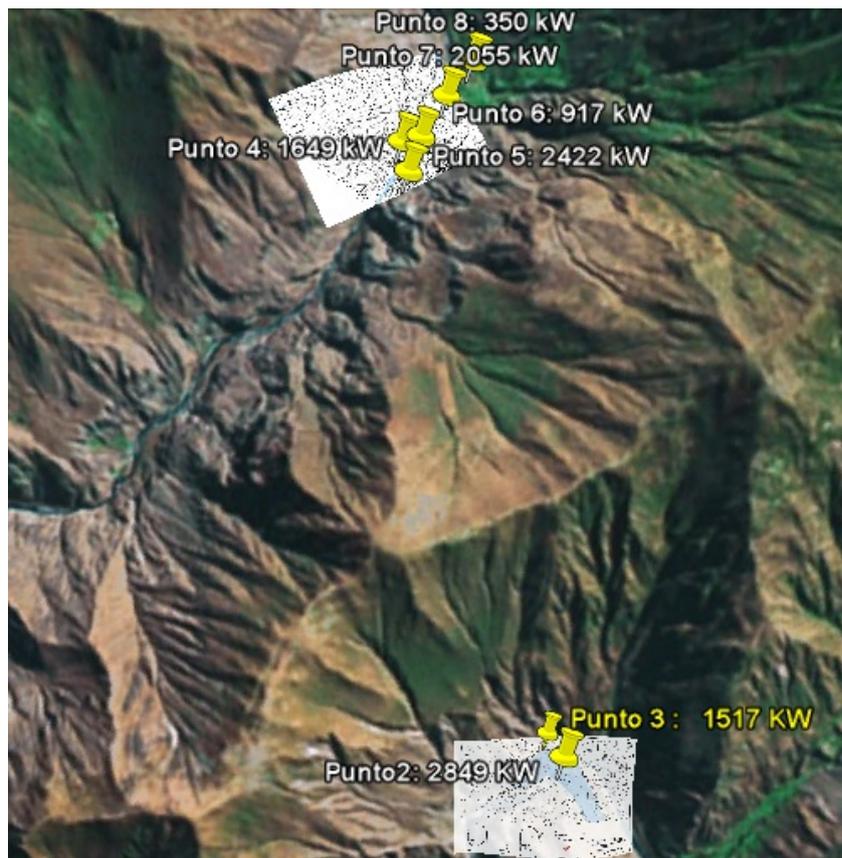


Fig.3.6-Puntos de alimentación en google earth

b).-Energía proveniente de grupos electrógenos

Esta es la forma más cara de suministrar energía (como veremos en el punto d), solo recomendable en caso de que la red de energía esté muy lejana o que las cantidades de energía a suministrar no sean considerables. Para este caso tendríamos que adquirir grupos electrógenos que trabajen en prime.

Selección de grupos

Para seleccionar un grupo electrógeno hay que tener en cuenta el factor de corrección (derrateo) por altura de trabajo que se detalla en la tabla siguiente:

Tabla N° 3.6.-Rendimiento aproximado de grupos electrógenos

	msnm	Factor de corrección (Fco)
Hasta	1000	100%
Mayor de	2000	90%
Mayor de	3000	80%
Mayor de	4000	70%

Para hallar la potencia para el conjunto de grupos electrógenos P_{ge} (kW), usaremos la siguiente ecuación:

$$P_{ge} = \frac{MD}{F_{CO} * FC} \quad (3.7)$$

Donde:

$MD = \text{Máxima Demanda}$

$Fco = \text{Factor de corrección}$

$FC = \text{Factor de carga}$

Este último factor llamado factor de carga es el que nos da el fabricante en el caso que trabajamos en un régimen prime.

Ejemplo N° 3.3

Como ejemplo para el frente 3 del túnel de conducción de la central Santa Teresa se considera una altura de trabajo de 2000msnm por lo que el factor de corrección es 90%.

La máxima demanda del frente es de 1014 kW y el factor de carga es 80% para un régimen prime por lo tanto:

$$P_{ge} = \frac{1014}{90\% * 80\%}$$

$$P_{ge} = 1408$$

Para el frente 3, se necesitaría tres grupos en paralelo de 500kW, para utilizar grupos en paralelo necesitamos un tablero de sincronización.

Se recomienda seleccionar grupos pequeños para poder comenzar rápidamente las obras ya que al inicio no necesitamos la potencia total.

La siguiente figura esquematiza este tipo de suministro:

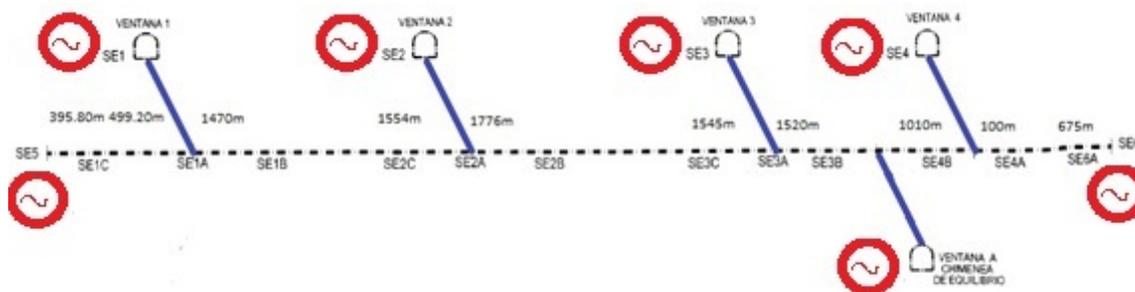


Fig.3.7-Suministro a base de grupos electrógenos

c).- Energía proveniente de redes eléctricas en la zona con el respaldo de grupos electrógenos

Esta opción es la más recomendable, ya que se tendrá energía no cara de la red eléctrica, y tendremos un respaldo en caso de haber una falla en la línea, muy importante si tomamos en cuenta que los trabajos de perforación de túneles son intensivos es decir las 24 horas del día.

Otra ventaja de esta modalidad es que uno puede comenzar los trabajos con el suministro de los grupos electrógenos y paralelamente ir construyendo la línea e ir energizando por tramos. Por ejemplo la construcción de la línea de 22.9kV para alimentar

los frentes de trabajo de la central Cerro del Águila demorará 14 meses, tiempo muy valioso que no siempre se está dispuesto a perder.

Un ejemplo de este esquema ejecutándose en estos momentos es el caso del túnel de conducción de la central de Huanza, ver figura (3.8), en el cual todos sus frentes cuentan con energía proveniente de redes eléctricas en la zona, sin embargo cuenta también con grupos electrógenos que pueden abastecer la energía necesaria en su totalidad. La energización se dio de manera progresiva, primero el campamento, luego la ventana 1, después la ventana 3 y así sucesivamente. Para ello fue necesario quitar el servicio en los frentes que ya gozaban de energía por unas horas, tiempo en el cual no se paro con las actividades debido a que se contaba con grupos electrógenos.

Acá también se tiene que decidir en qué tensión distribuir la energía a todos los frentes y seleccionar los grupos que para este caso serán del tipo standby, donde se aplica la formula (3.7).

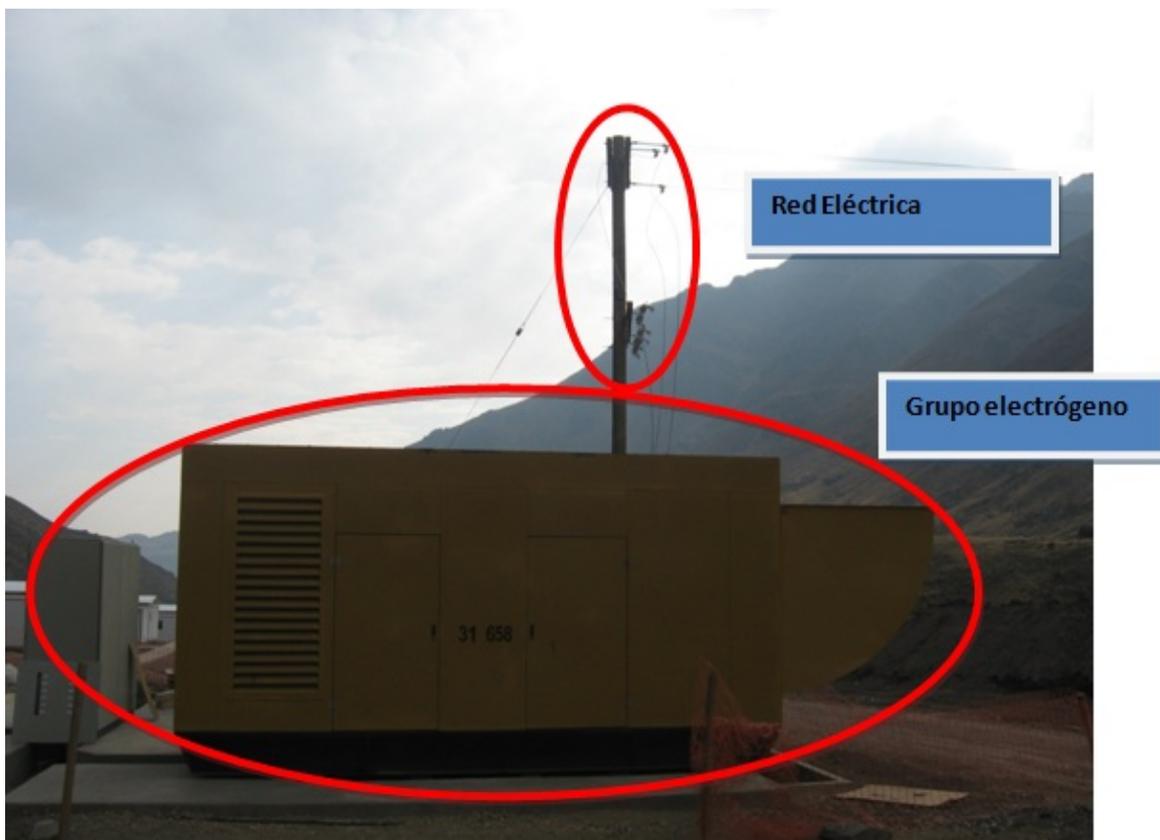


Fig.3.8-Fotografía tomada en el proyecto central de Huanza

La figura 3.9 esquematiza este tipo de suministro.

d).- Análisis económico para determinar la conveniencia del suministro de energía proveniente de redes eléctricas o de grupos electrógenos

No se profundizará en este tema, pero a continuación se pone el ejemplo del túnel de conducción de la central Cerro del Águila, como se ve en la tabla N° 3.7 el costo de

inversión de una red eléctrica de 10Km es un millón 229 mil menos que la del sistema de grupos electrógenos equivalente, que se ve en la tabla N° 3.8.

Tabla N° 3.7.-Costo de inversión de una red eléctrica de 10Km

Descripción	Unidad(US\$)
Estructuras metálicas	242,169
Cadenas de aisladores cerámicos	103,410
Conductor activo y accesorios	212,225
Cable de guarda EHS	39,860
Puesta a tierra	63,500
Costo Total Suministro	661,164
Costo Total de Montaje	1,678,829
Costo Total	2,339,993

Tabla N° 3.8.-Costo de inversión de un sistema de grupos electrógenos

Descripción	Unidad(US\$)
Grupos Electrógenos	2,968,600
Transformadores	85,313
Instalaciones eléctricas	458,065
Costo Total Suministro	3,511,978
Costo Total Montaje	57,178
Costo Total	3,569,156

Eso sin considerar el costo de la energía que con red eléctrica sería 0.05 dólares por kWh y con grupos sería de 0.20 dólares por kWh. En el capítulo N°4 en el estudio de la energía a consumir se calculará este monto que tiene que ser sumado a la diferencia anteriormente hallada para calcular el monto total que permitirá evaluar cuál de los dos tipos de suministro es el más conveniente.

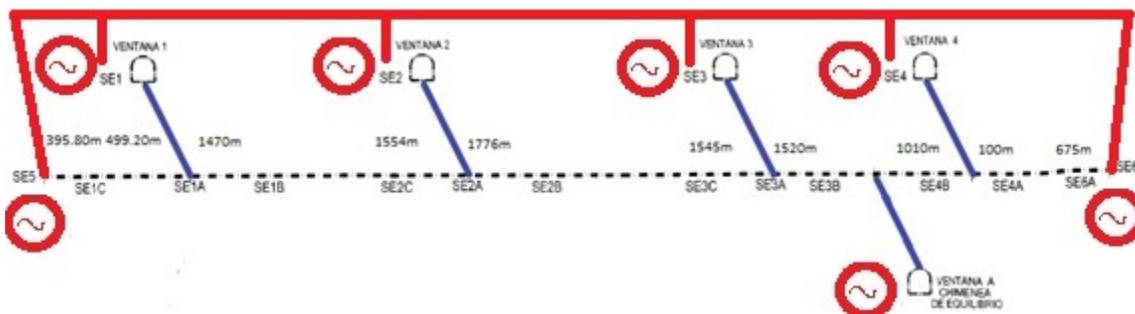


Fig.3.9-Suministro a base de red eléctrica y grupos electrógenos

3.5.-Seleccionar transformadores eficientes

Se recuerda que el suministro de energía al interior ha de partir de la subestación exterior (TRE) en la boca de túnel, que se hará mediante cables eléctricos de MT, para máquinas de potencias elevadas o distantes de dicha boca, y en BT para las de poco consumo, como el alumbrado, las cercanas a dicha boca y para todas las máquinas en un primer tramo.

Es por ello que de acuerdo a la longitud del túnel se decide alimentar solo en baja tensión o en media y baja tensión, como se ve a continuación: por un lado la configuración del túnel Santa Rosa y por otro lado la del túnel de conducción de la central de Santa Teresa.

3.5.1.-Configuración en Baja tensión

Esta configuración es usada para frentes de distancias menores a los 500 metros por motivos de conveniencia económica como se verá en el punto d.

Para entender esta configuración se pondrá como ejemplo la configuración de los túneles para el viaducto de Santa Rosa:

Configuración Túneles Santa Rosa

Son dos túneles en el Cerro Santa Rosa que conectan los distritos de Rímac y San Juan de Lurigancho con secciones abovedadas de: 13.38 x 8.00 m, con distancias en metros lineales de:

- Túnel Sur (de Rímac a SJL)= 232m
- Túnel Norte (de SJL a Rímac)=240m

Como se ve ambos túneles tiene una longitud menor a los 500m por lo que alimentaremos las cargas eléctricas en solo en baja tensión.

Se va a dividir la configuración en tres partes: portales de ingreso, túneles y frentes de trabajo.

a).-Portales de ingreso: En esta ubicación se instalará el transformador exterior (TRE) de dos devanados. Este transformador servirá para alimentar:

Un tablero exterior principal (TE) instalado cerca al transformador a nivel de tensión de 0,48kV donde se conecta: los ventiladores, compresora, planta de concreto y un circuito que alimenta a un transformador seco (TRE 1) que reduce la tensión a 0.23kV para alimentar un tablero (TE 2), el cual alimentara a su vez la iluminación en la entrada de los túneles y herramientas eléctricas.

b).-Túneles: El nivel de tensión para enviar la energía eléctrica a los frentes de trabajos es de 0,48kV y el cable se coloca como se ve en la figura 3.10 que se muestra a continuación:



Fig.3.10.-Configuración en baja tensión

c).- Frentes de Trabajo: En esta ubicación se coloca un tablero de frente (TI), para alimentar: jumbos, electrobombas, shotcreteras, etc.

d).-¿Por qué se usa baja tensión en distancias menores a los 500 metros?

Para contestar esta pregunta se hará una comparación económica entre lo que cuesta las instalaciones en baja tensión que incluye los costos de:

- a. Costo del cable BT proyectado(m)
- b. Costo de las pérdidas por efecto joule

Y por otro lado lo que cuesta las de media tensión que incluye:

- a. Costo del cable MT proyectado (m)
- b. Costo de los transformadores
- c. Costo de las pérdidas por efecto joule

Para ello asumiremos los siguientes datos típicos:

- Carga = 1000 kW
- Longitud del frente (L)=500 ml

Cálculo en BT

Calculamos el costo del cable y el costo de las pérdidas por efecto joule.

a. Costo del cable BT proyectado (m)

Cable seleccionado: 3 ternas Cable 1kV, tipo NYY, 1x3Cx185 mm²

$$Red = L * Costo Cable(US$/ml) \quad (3.8)$$

$$Red = 3 * 500 * 56.856$$

$$Red = US\$ 85,284$$

b. Costo de las pérdidas por efecto joule

$$Pérdidas = N^{\circ} ternas * I^2 * R * CPE \quad (3.9)$$

$I = \text{corriente}$

$R = \text{Resistencia(Ohm/m)}$

$CPE = \text{Costo Promedio Energía (US\$)}$

$$\text{Pérdidas(US\$)} = 3 * I^2 * R * CPE * L(\text{Km})$$

$$\text{Pérdidas (US\$)} = 2 * 171.52^2 * 0.1185 * 0.0502985 * 0.500$$

$$\text{Pérdidas (US\$)} = 263.13$$

Tabla N° 3.9.-Resumen de Costo Total usando red de BT

Descripción	Precio
red de baja tensión	85,284
Pérdidas por efecto joule	263
Costo Total	85,547

Cálculo en 4.16kV

a. Costo del cable MT proyectado (m)

Cable seleccionado: Cable 6kV, tipo N2XSEY, 1x3Cx70 mm²

$$\text{Red} = L * \text{Costo Cable(US\$/ml)}$$

$$\text{Red} = 500 * 42.9103$$

$$\text{Red} = 21,455.15$$

b. Costo de las pérdidas por efecto joule

$$\text{Pérdidas (US\$)} = I^2 * R * CPE * L(\text{Km})$$

$$\text{Pérdidas (US\$)} = 163.28^2 * 0.342 * 0.0502985 * 0.500$$

$$\text{Pérdidas (US\$)} = 229.30$$

c. Costo de los transformadores

Tabla N° 3.10.-Resumen del Costo de los transformadores

Transformadores	cantidad	Precio Unitario	Precio Parcial
S.E. Compacta de 630kVA	1	33,550.00	33,550.00
S.E. Compacta de 150kVA	1	22,400.00	22,400.00
Total			55,950.00

Tabla N° 3.11.-Resumen de Costo Total usando red de 4.16 kV

Descripción	Precio
Red de media tensión	21,455
Transformadores	55,950
Pérdidas por efecto joule	229
Costo Total	77,634

Como se ve a partir de aproximadamente los 500 metros el costo de la red de media tensión comienza a ser menor a la de baja tensión, es por ello que se concluye que es recomendable usar media tensión.

3.5.2.-Configuración en media y baja tensión

A esta configuración también le llamaremos la configuración simple de media y baja tensión. Para entender esta configuración pondremos como ejemplo la configuración del túnel de conducción de Santa Teresa:

Configuración Santa Teresa

Esta configuración se usará para los frentes 1, 2, 3 y 4 y la configuración anterior para el frente 5.

a).-Portales de ingreso: En estas ubicaciones se instalarán los transformadores exteriores (TRE) de tres devanados con niveles de tensión como se indican en la tabla N° 3.6.

Tabla N° 3.12.-Transformadores en aceite

Frentes de Trabajo	Relación de Transformación	S (kVA)
Equipo 01	10,5/4,16/0,48 kV	1200
Equipo 02	10,5/4,16/0,48 kV	1300
Equipo 03	10,5/4,16/0,48 kV	950
Equipo 04	10,5/4,16/0,48 kV	1000
Equipo 05	10,5/0,48 kV	500
Total (kVA)		4950

Estos transformadores servirán para alimentar:

- Un tablero exterior principal (TE) instalado cerca al transformador a nivel de tensión de 0,48kV donde se conecta: los ventiladores, compresora, planta de concreto y dos circuitos que alimentan uno a un tablero (TE1) para el taller y el otro a un transformador seco (TRE 1) que reduce la tensión a 0.23kV para alimentar un tablero (TE 2), el cual alimentara a su vez la iluminación en la entrada de los túneles y herramientas eléctricas.
- El devanado de 4,16kV es para alimentación al interior del túnel.

b).-Túneles: El nivel de tensión para enviar la energía eléctrica a los frentes de trabajos es de 4,16kV. Salvo en el caso del equipo N° 05 como mencionamos no es necesario el envío de energía al frente de trabajo al nivel de tensión de 4,16kV, pues la longitud

máxima aproximadamente es de 240m, por esto se optó por el envío de energía a 0.48kV como se muestra en el unifilar figura 3.9.

En este nivel se encontrarán los equipos fijos definidos en el capítulo 1, como bombas sumergibles y ventiladores con sus respectivas subestaciones fijas (TF).

c).- Frentes de Trabajo: En esta ubicación se baja el nivel de tensión de 4,16kV a 0,48kV con un transformador seco (TRI), conectado a un tablero de frente (TI), en este nivel se alimenta: jumbos, electrobombas, shotcreteras, equipos de inyección, etc. y un circuito para conectar el transformador seco (TRI 1) de 0.48/0.23kV para alimentar la iluminación y herramientas dentro del túnel. Cabe resaltar que los transformadores, para labores de interior, han de ser de tipo seco como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 3.13.-Transformadores secos

Frentes de Trabajo	Exterior		interior	
	TRE 1 (kVA)	TRI (kVA)	TRI 1 (kVA)	
	0,48/0,23kV	(4,16/0,48kV)	(0,48/0,23kV)	
Equipo 01	10,00	630,00	10,00	
Equipo 02	10,00	630,00	10,00	
Equipo 03	10,00	315,00	10,00	
Equipo 04	10,00	500,00	10,00	
Equipo 05	10,00	-	10,00	
Total (kVA)	50,00	2.075,00	50,00	

d).-Longitudes máximas de avance: Las longitudes de avance de cada equipo se fijan entre 250 y 500m, para este caso la fijaremos en 500m como se muestra en la figura:

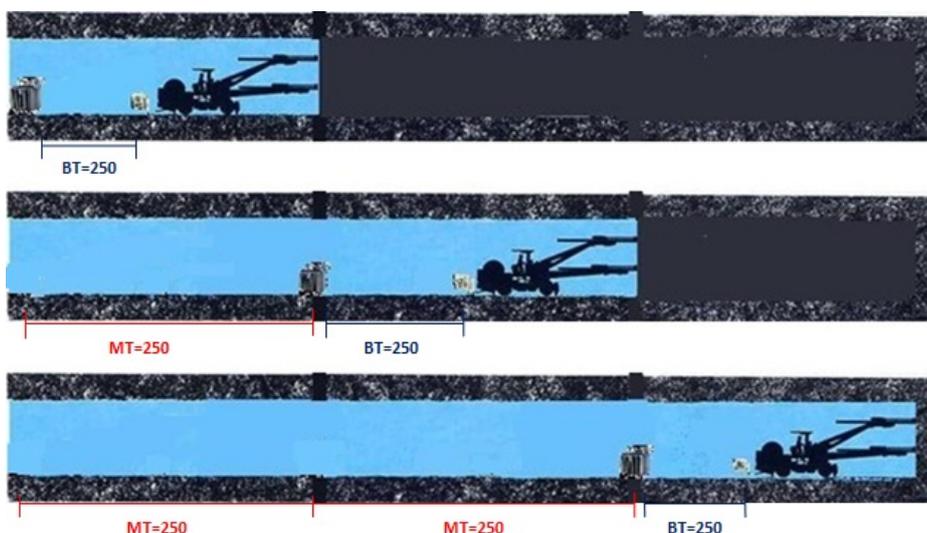


Fig.3.11.-Longitudes máximas de avance

Para toda la longitud de cables la tensión será de 4,16kV menos los 250m finales, que se tendrán entre el transformador TRI y el tablero TI, a 0.48kV de tensión.

Finalmente mostramos el diagrama unifilar 3.12 para resumir el esquema:

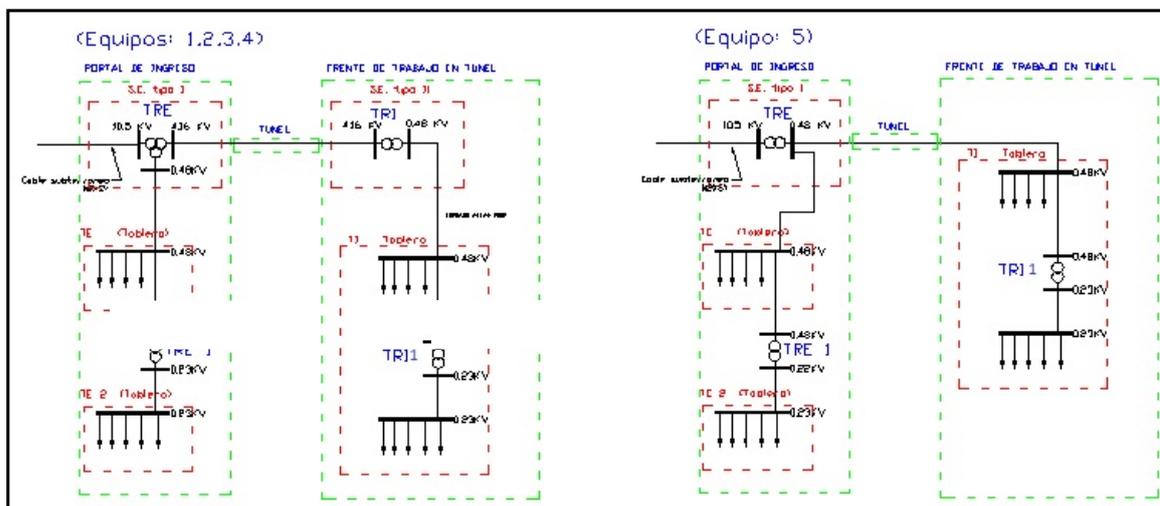


Fig.3.12.-Esquema unifilar

3.5.3.-Configuración en baja y media tensión con el método del péndulo

Esta configuración es la misma que la anterior con la diferencia de que acá se puede conseguir un avance del doble aprovechando los tiempos muertos de desate, eliminación y sostenimiento ejecutando dos lados a la vez el lado izquierdo y el lado derecho.

Para entender esta configuración se pondrá como modelo la configuración del túnel de conducción de Huanza:

Configuración Huanza

En este modelo se darán más detalles por ser una obra actualmente ejecutándose. En Huanza se optó por tener 4 ventanas con sus respectivas subestaciones y celdas de derivación, con el fin de trabajar con el método del péndulo, para los otros tres frentes restantes (frente entrada, frente de chimenea de equilibrio y frente de salida) se optó por trabajar con el método simple.

A continuación se muestra el esquema general de las instalaciones eléctricas para el método del péndulo en excavación de túneles que como se ve en el esquema 3.13 se pueden trabajar dos lados a la vez, para lo cual se necesitará adicionalmente a la subestación exterior y subestación móvil, una subestación móvil adicional y una celda de derivación.

Como en los esquemas anteriores se ha dividido la configuración en tres partes portales de ingreso para los equipos exteriores, túneles para los equipos fijos y frentes de trabajo para los equipos móviles.

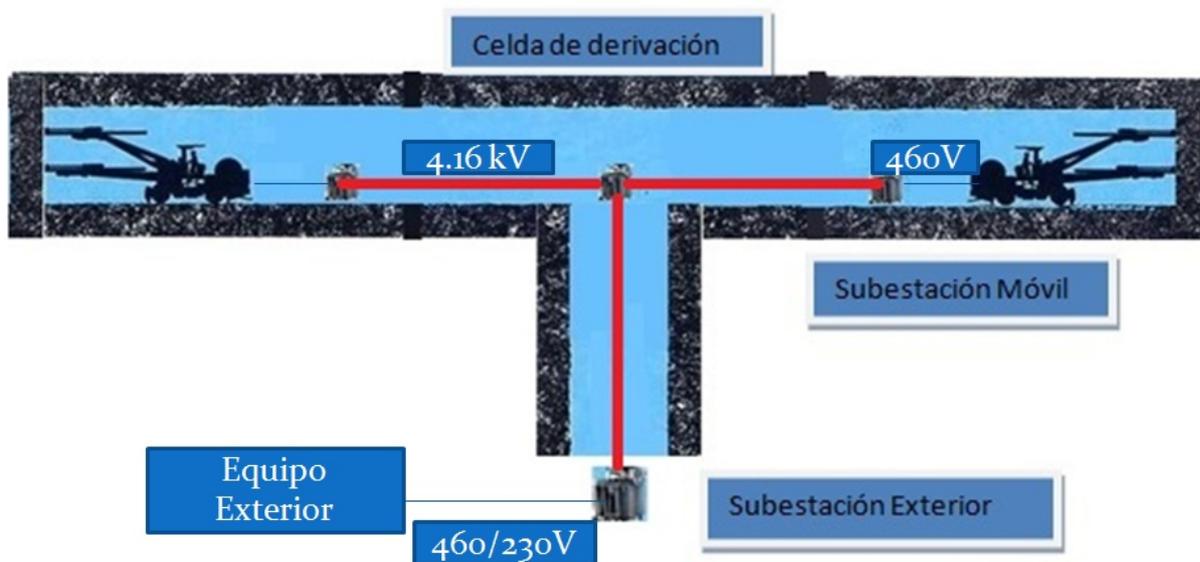


Fig.3.13.-Esquema General de las instalaciones Eléctricas con el método del péndulo
a).-Portales de ingreso: En estas ubicaciones se instalarán las subestaciones principales exteriores (TRE) de tres devanados que a continuación describiremos:

Subestación Principal Exterior (TRE)

Va en la parte exterior del túnel sobre una losa, la misma que se definió en la parte contextual para la compresora.

Esta subestación transformará la tensión de la red a 0.46kV para suministrar energía a los equipos fuera del túnel. Adicionalmente transformará la tensión de la red a 4.16kV (de ser el caso podría ser 13.8kV) para suministrar energía a los equipos dentro del túnel.

Dicha subestación podría tener las siguientes celdas: de remonte, de llegada, de transformación principal, de transferencia, de transformación en caso de usar grupos electrógenos y de salida, que se ven tanto en el esquema 3.14 como en la fotografía 3.15.



Fig.3.14.-Esquema subestación exterior



Fig.3.15.-Subestación Exterior

Para el caso de Huanza la tensión de la red era de 22.9kV. En el siguiente unifilar se puede ver el diseño al cuál se llegó para el frente 1:

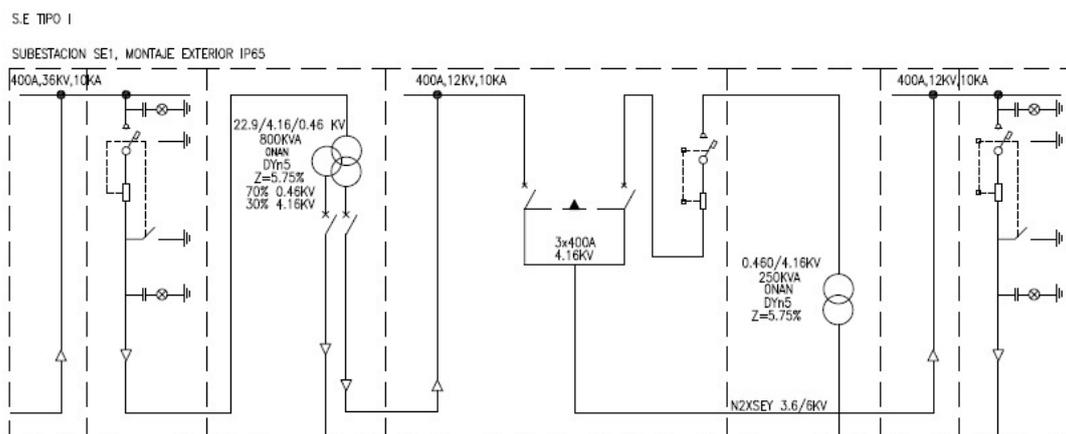


Fig.3.16.-Unifilar Subestación Exterior

El cuál en palabras sería:

- La celda de remonte recibe la energía en una tensión de 22.9kV que llega de la línea en cables directamente enterrados a un soporte de cable N2XSY con abrazaderas.
- La celda de protección del transformador principal, la cual tiene: una barra de cobre 5 x 50 mm con aisladores portabarras de 36kV, un seccionador tripolar de potencia con portafusibles de 630 A - 36 kV - 10 kA con apertura automática + seccionador línea a tierra y un fusible de 40 A - 30 kV - 50 kA - 442 mm.
- La celda de transformación principal de 22.9/4.16/0.46kV, con un seccionador tripolar de línea 12 kV.

- La celda de transferencia, la cual tiene: una barra de cobre 5 x 50 mm con aisladores portabarras de 12kV y un seccionador tripolar de línea 12 kV.
- La celda de transformación de emergencia de 460V a 4.16 kV, la cuál será utilizada en caso fallé la línea de 22.9kV haciendo que la energía que llega del grupo electrógeno en 460V sea transformada a 4.16 kV, tensión en la que ingresa al túnel.
- La celda de remonte (salida de celda de transferencia) tine soportes de cable N2XSY con abrazaderas.
- La celda de salida de 4.16kV, la cual tiene: una barra de cobre 5 x 50 mm, un seccionador tripolar de potencia con portafusibles de 630 A - 12 kV - 12.5 kA con apertura automática + seccionador línea a tierra y un fusible de 80 A - 24 kV - 50 kA - 442 mm.
- El Transformador de distribución trifásico de potencia de 800 kVA y relación de transformación 22.9 / 0.46 - 4.16 kV, es un transformador de distribución trifásico fabricado con núcleo de fierro silicoso de grano orientado laminado en frío y cobre electrolítico de alta conductividad, sumergido en aceite dieléctrico con las características indicadas en la tabla 3.14.

Tabla N° 3.14.-Transformador de distribución trifásico de 800kVA

Potencia	800 kVA
Relación de transformación	22.9 / 0.46 - 4.16 kV
Grupo de conexión	Dyn5
Número de fases	3
Número de aisladores (MT / BT)	3 / 6
Refrigeración	ONAN
Frecuencia	60 Hz
Altura de instalación	4000 msnm
Nivel de aislamiento primario	24 / 50 / 125 kV
Nivel de aislamiento secundario	0.6 / 2.5 kV
Montaje	Interior
Uso	Distribución
Servicio	Continuo
Norma de fabricación	ITINTEC 370 002 / IEC PUB. 76

El transformador de distribución trifásico de potencia 250 kVA y relación de transformación 22.9 / 0.46 - 4.16 kV, es un transformador de distribución trifásico

fabricado con núcleo de hierro silicoso de grano orientado laminado en frío y cobre electrolítico de alta conductividad, sumergido en aceite dieléctrico con las características que se ven a continuación en la tabla N° 3.15

Tabla N° 3.15.-Transformador de distribución trifásico de 250kVA

Potencia	250 kVA
Relación de transformación	0.46 - 4.16 kV
Grupo de conexión	Dyn5
Número de fases	3
Número de aisladores (MT / BT)	3 / 6
Refrigeración	ONAN
Frecuencia	60 Hz
Altura de instalación	4000 msnm
Nivel de aislamiento primario	24 / 50 / 125 kV
Nivel de aislamiento secundario	0.6 / 2.5 kV
Montaje	Interior
Uso	Distribución
Servicio	Continuo
Norma de fabricación	ITINTEC 370 002 / IEC PUB. 76

Se sugiere que esta subestación al estar en la parte exterior y al ser la más importante sea del tipo IP 65, es decir totalmente protegido contra polvo y protegido contra chorros de agua a baja presión de todas las direcciones (con entrada limitada permitida).

Después de definir las especificaciones técnicas que tendrá la subestación principal tenemos que definir el tablero principal:

Tablero Exterior Principal (TE)

De este tablero se alimentan todos los equipos que van a estar en la parte exterior del túnel ya sea usando la energía proveniente de la celda de transformación o del grupo electrógeno, si es que tenemos ambos tipos de suministros este tablero será un tablero de transferencia como el que se muestra en las figuras 3.17 y 3.18, vista de exterior y vista de interior.

Este tablero tendrá los breakers correspondientes a la compresora, los ventiladores, el tablero de compensación reactiva, el transformador de 0.46 a 4.16kV, el tablero de frente (TI) en los primeros 250 o 500 metros, las bombas sumergibles y centrifugas, la iluminación de túnel, el tablero para el taller y el transformador de 440 a 220(TRE1) como se muestra en el diagrama unifilar 3.19, que se diseño para el frente 1 de Huanza.

Adicionalmente al tablero principal existen 2 tableros uno para alimentar el taller en 440V (TE1) y otro para las cargas exteriores de 220V como la iluminación y herramientas (TE2), este último tablero se conectará al transformador de 440/220V (TRE1) los cuales se muestran en la fig.3.20.



Fig.3.20.-Tableros de 220 y 440 respectivamente

El tablero TE1 (derecha del unifilar) alimentará el taller en 440V, tendrá cuatro circuitos para equipos y dos de reserva con su respectiva puesta a tierra y el tablero TE2 (izquierda del unifilar) alimentará en 220V principalmente la iluminación exterior y algunas herramientas, tendrá tres circuitos y dos de reserva con su respectiva puesta a tierra.

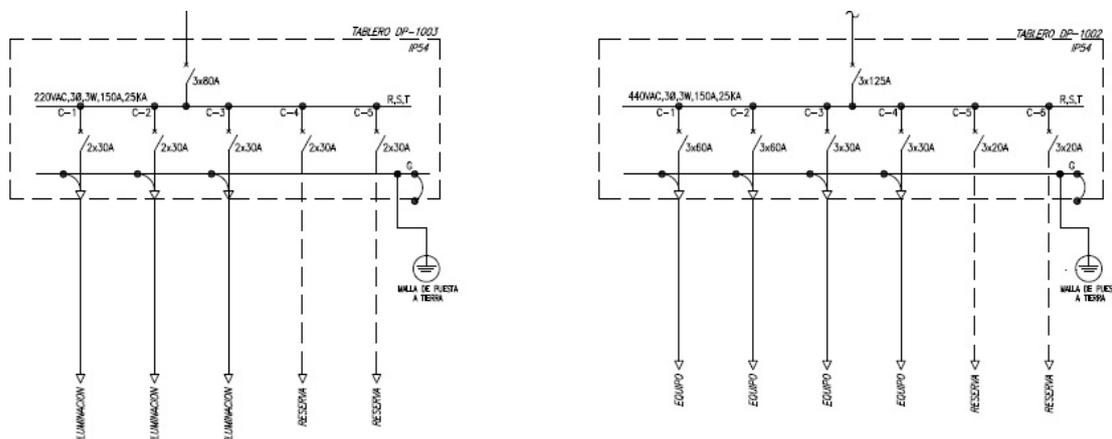


Fig.3.21.-Diagrama unifilar de los tableros de 220 y 440 del Frente 1, respectivamente

Todos los tableros son del tipo IP54, es decir protegido contra polvo (entrada limitada permitida) y protegido contra rocíos directos en todas las direcciones (entrada limitada).

b).-Túneles: El nivel de tensión para enviar la energía eléctrica a los frentes de trabajos es de 4,16kV.

Como se menciona en la configuración anterior en este nivel se encontrarán los equipos fijos definidos en el capítulo 1, como bombas sumergibles y ventiladores con sus

respectivas subestaciones fijas y también las celdas de derivación que se definen a continuación:

Celda de derivación (CDI)

El cable de media tensión llega a la celda de derivación, la cual está conectada a dos subestaciones, una a cada lado.



Fig.3.22.-Celda de derivación

Estas celdas sirven para poder derivar las conexiones de media tensión que llegan como se ve en la figura tanto a la derecha como a la izquierda para poder trabajar en dos frentes.

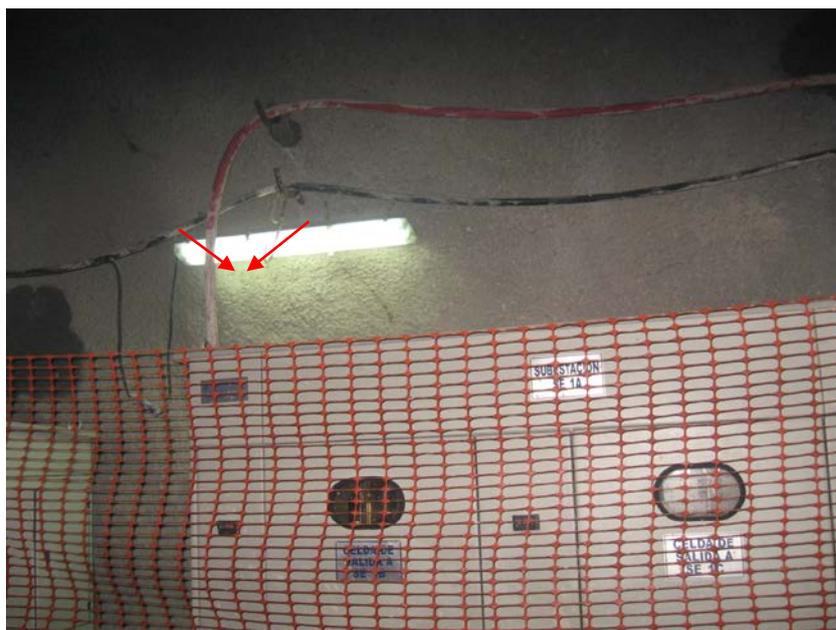


Fig.3.23.-Llegada cable de media tensión a celda de derivación

En la siguiente fotografía 3.24 podemos observar el detalle de la celda de derivación:



Fig.3.24.- Celda de derivación

Que consta de dos celdas de protección:

Celda de protección (va hacia TRI1), consta de barra de cobre 5 x 50 mm con aisladores portabarras de 12kV, seccionador tripolar de potencia con portafusibles de 630 A - 17.5kV - 12.5 kA con apertura automática + seccionador línea a tierra y fusible de 50 A - 12 kV - 50 kA - 442 mm. Cable para línea a tierra de 25 mm². Celda de protección (va hacia se TRI2), similar a la celda de protección que va hacia TRI1 como se ve en el siguiente unifilar:

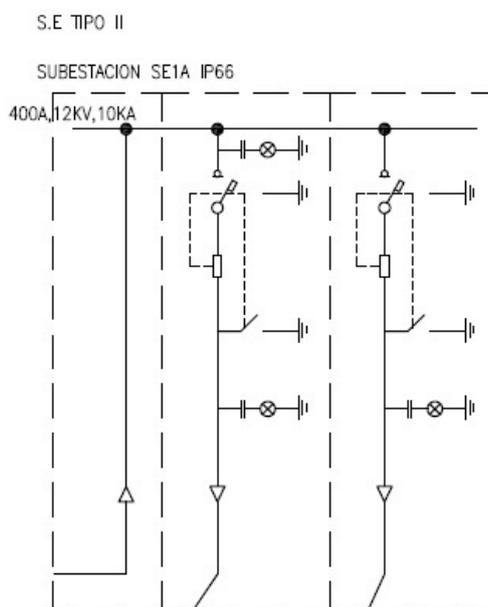


Fig.3.25.- Unifilar de la Celda de derivación Frente 1

c).- Frentes de Trabajo

En esta ubicación se baja el nivel de tensión de 4,16kV a 0,48kV mediante las subestaciones móviles.

Subestaciones Móviles (TRI1 y TRI2)

Estas subestaciones se mueven cada 250 o 500 metros, para lo cual se hacen nichos en los túneles como se ve en la figura, ya que la distancia entre una subestación de este tipo y su tablero móvil o de frente será de 250m. Transforman de 4.16 a 0.46kV.



Fig.3.26.- Subestación móvil

Estas subestaciones son las que irán avanzando con el frente, una hacia la izquierda y la otra a la derecha en este tipo de configuración con el método del péndulo.

A continuación se observa el unifilar de una subestación móvil que se diseñó para el frente 1 de Huanza:

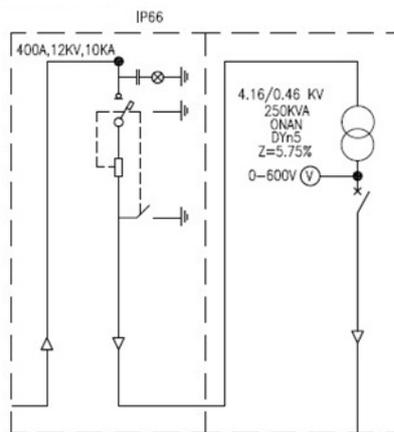


Fig.3.27.- Unifilar subestación móvil

Que consta de:

- La celda de remonte que consta de un soporte de cable N2XSY con abrazaderas.
- La celda de protección que consta de: una barra de cobre 5 x 50 mm con aisladores portabarras de 12kV, un seccionador tripolar de potencia con portafusibles de 630 A - 17.5kV - 12.5 kA con apertura automática + seccionador línea a tierra y un fusible de 50 A - 12 kV - 50 kA - 442 mm.

- Transformador de distribución trifásico de 250 kVA - 22.9 / 0.46 - 4.16 kV, es un transformador de distribución trifásico fabricado con núcleo de hierro silicoso de grano orientado laminado en frío y cobre electrolítico de alta conductividad, seco con las siguientes características:

Tabla N° 3.16.-Transformador de distribución trifásico de 800kVA

Potencia	250 kVA
Relación de transformación	0.46 - 4.16 kV
Grupo de conexión	Dyn5
Número de fases	3
Número de aisladores (MT / BT)	3 / 4
Refrigeración	AN
Frecuencia	60 Hz
Altura de instalación	4000 msnm
Nivel de aislamiento primario	24 / 50 / 125 kV
Nivel de aislamiento secundario	0.6 / 2.5 kV
Montaje	Interior
Uso	Distribución
Servicio	Continuo
Norma de fabricación	ITINTEC 370 002 / IEC PUB. 76

Cada subestación debe contar con un extintor.

Tableros de Frente (TI1 y TI2)

Estos tableros alimentarán la carga móvil como jumbo, shotcretera, bombas sumergibles, etc. Dentro de este tablero se encuentra un transformador de 5kVA de 460V a 230V para la iluminación del frente y algunas herramientas (TR1).

Dicho tablero se muestra en la siguiente figura:



Fig.3.28.- Tablero del frente

En esta parte todas las subestaciones y tableros son del tipo IP66, es decir totalmente protegido contra polvo y protegido contra fuertes chorros de agua de todas las direcciones (entrada limitada permitida).

Así como se han realizado los diseños de las subestaciones y tableros para la ventana 1 de forma similar se hará para las otras ventanas y demás frentes como se adjunta en los planos (ANEXO C), estos planos están según normas IEC 60617-SN e IEC 61082-1[18,19].

3.5.4.-¿Por qué necesariamente se tiene que usar 4.16kV?

Para contestar esta pregunta se hará una comparación económica que incluirá los costos de:

- Costo del cable MT proyectado (m)
- Costo de los transformadores
- Costo de las pérdidas por efecto joule

Ejemplo N° 3.4

Se usará el caso del frente 2 de la central hidroeléctrica Cerro del Águila.

Datos:

- Carga = 942kW
- Longitud de cable MT proyectado (L)= 2450 ml

Cálculo en 4.16kV

a).-Costo del cable MT proyectado (m)

Cable seleccionado: Cable 6kV, tipo N2XSEY, 1x3Cx70 mm²

$$Red = L * Costo Cable(US\$/ml) \quad (3.8)$$

$$Red = 2450 * 42.9103$$

$$Red = US\$ 105,130.24$$

b).-Costo de las pérdidas por efecto joule

$$Pérdidas = I^2 * R * CPE \quad (3.9)$$

$I = corriente$

$R = Resistencia(Ohm/m)$

$CPE = Costo Promedio Energía (US\$)$

$$Pérdidas(US\$) = I^2 * R * CPE * L(Km)$$

$$Pérdidas (US\$) = 153.81^2 * 0.342 * 0.0502985 * 2.450$$

$$Pérdidas (US\$) = 997.05$$

c).-Costo de los transformadores

Para calcular el costo total de los transformadores se tienen que tomar en cuenta los transformadores de potencia que estarán en la subestación principal exterior y las subestaciones móviles y fijas que estarán en el interior.

Tabla N° 3.17.-Resumen del Costo de los transformadores

Transformadores	cantidad	Precio Unitario	Precio Parcial
Transformador de potencia 1MVA	2	19,760.00	39,520.00
S.E. Compacta de 630kVA	1	33,550.00	33,550.00
S.E. Compacta de 150kVA	1	22,400.00	22,400.00
Total			95,470.00

A continuación se muestra la obtención del costo total:

Tabla N° 3.18.-Resumen de Costo Total usando red de 4.16kV

Descripción	Precio
red de media tensión	105,130.24
Transformadores	95,470.00
Pérdidas por efecto joule	997.05
Costo Total	201,597

Cálculo en 13.8kV

a).-Costo del cable MT proyectado (m)

Cable seleccionado: Cable 15kV, tipo N2XSEY, 1x3Cx25 mm²

$$Red = L * Costo Cable(US\$/ml)$$

$$Red = 2450 * 25.3339$$

$$Red = 62,068.06$$

b).-Costo de las pérdidas por efecto joule

$$Pérdidas = I^2 * R * CPE$$

$I = corriente$

$R = Resistencia (Ohm/Km)$

$CPE = Costo Promedio Energía$

$$Pérdidas (US\$) = I^2 * R * CPE * L(Km)$$

$$Pérdidas (US\$) = 46.37^2 * 0.927 * 0.0502985 * 2.450$$

$$Pérdidas (US\$) = 245.62$$

c).-Costo de los transformadores

Tabla N° 3.19.-Resumen Costo de los transformadores

Transformadores	cantidad	Precio Unitario	Precio Parcial
Transformador de potencia 1MVA	2	19,760.00	39,520.00
S.E. Compacta de 630kVA	1	33,960.00	33,960.00
S.E. Compacta de 150kVA	1	22,560.00	22,560.00
Total			76,280.00

A continuación se muestra la obtención del costo total:

Tabla N° 3.20.-Resumen de Costo Total usando red de 13.8kV

Descripción	Precio
red de media tensión	62,068.06
Transformadores	96,040.00
Pérdidas por efecto joule	245.62
Costo Total	158,354

$$201,597 - 158,354 = 43,244$$

En conclusión el hecho de usar 13.8kV nos permite ahorrar 43,244 dólares.

3.5.5.-Transformadores Eficientes

Aparte de las especificaciones técnicas que tienen que tener los transformadores, es muy importante que se tome en cuenta el porcentaje de pérdidas que tienen estos. Esta parte surge en base a las sugerencias de las empresas supervisoras, las cuales indicaron que en obras anteriores se había detectado grandes pérdidas en los transformadores, las que se pudieron detectar desde la pruebas. Si es que estas pruebas no pueden ser realizadas en nuestra presencia, estamos en la obligación de exigir al menos los protocolos de prueba al proveedor.

Si es que estos valores de pérdidas son muy altos se puede pedirle al proveedor disminuirlos, esto puede ocasionar un incremento del precio de los transformadores para lo cual se tendrá que hacer un análisis económico.

A continuación se muestran ejemplos de un análisis económico para un transformador de potencia de 1.5MVA y para un transformador de 75kVA.

-En ambos ejemplos en primer lugar se tiene que registrar las pérdidas en el núcleo y en el cobre a partir de las pruebas a un determinado factor de carga (para nuestro ejemplo estamos considerando factores de carga de 65% y 85%) y a una determinada eficiencia, esto dará un ahorro de potencia que será la resta entre las pérdidas totales del menos eficiente menos las pérdidas totales del más eficiente.

-Seguidamente en la fila que corresponde a primer costo se incluyen los costos de los transformadores a comparar y el costo premium será el valor de cuánto más caro es un transformador de alta eficiencia con uno de eficiencia standard.

-Luego se calcula el ahorro anual de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$A \text{ anual} = CPE * AP * \text{Haño} \quad (3.10)$$

$A \text{ anual} = \text{ahorro anual} (\$)$

$CPE = \text{Costo de la Energía} (\$/kWh)$

$AP = \text{ahorro de potencia}$

$\text{Haño} = \text{horas año que opera el equipo (si es todo el tiempo 8640 horas)}$

Reemplazando los valores:

$$A \text{ anual} = 0.05 * 3.8 * 8640$$

$$A \text{ anual} = \$1,642$$

-Para un precio de \$0.20/kWh, se puede obtener un ahorro de \$6,566 lo que significa un payback de casi 11 meses, de la misma forma se puede evaluar para un factor de carga de 85% como se muestran en la tabla N° 3.21.

-Como resultado con un precio de \$0.20/kWh, que es el precio de la energía considerado en la central de Santa Teresa, a un factor de carga de 85% se obtendría un ahorro anual de \$12,442 lo que significa un payback de 6 meses.

-De la misma forma con un precio de \$0.05/kWh, que es el precio de la energía considerado en la central de Santa Teresa, a un factor de carga de 85% se obtendría un ahorro anual de \$3,110 lo que significa un payback de 23 meses.

Tabla N° 3.21.-Transformador de Potencia de 1500kVA

Transformador de Potencia 1,500kVA				
	Standard (Aluminio)	Alta eficiencia (Cobre)	Standard (Aluminio)	Alta Eficiencia (Cobre)
Factor de Carga	65%		85%	
Eficiencia	98.64%	99.02%	98.47%	99.02%
Temperatura (100% carga)	150° C	80° C	150° C	80° C
Pérdidas de Núcleo	4.3 kW	5.5 kW	4.3 kW	5.5 kW
Pérdidas Conductor	9.1 kW	4.1 kW	15.5 kW	7.1 kW
Total Pérdidas	13.4 kW	9.6 kW	19.8 kW	12.6 kW
Ahorro de Potencia	–	3.8 kW	–	7.2 kW
Primer Costo	\$16,750	\$22,650	\$16,750	\$22,650
Costo Premium	–	\$5,900	–	\$5,900
Beneficios de Usar Transformadores de Alta Eficiencia en lugar de Transformadores Secos				
Costo de la Energía	Ahorros anuales	Payback	Ahorros anuales	Payback
\$0.05/kWh	\$ 1,642	3.6 a	\$ 3,110	1.9 a
\$0.07/kWh	\$ 2,298	2.6 a	\$ 4,355	1.4 a
\$0.09/kWh	\$ 2,955	2.0 a	\$ 5,599	1.1 a
\$0.20/kWh	\$ 6,566	0.9 a	\$ 12,442	0.5 a

Se hace lo mismo para un transformador de 75kVA:

-Como resultado con un precio de \$0.20/kWh, que es el precio de la energía considerado grupos electrógenos, a un factor de carga de 85% se obtendría un ahorro anual de \$1,814 lo que significa un payback de 6 meses, como se muestra en la tabla N°3.22 que se muestra a continuación:

Tabla N° 3.22.-Transformador de distribución trifásico de 75kVA

75 kVA				
	Standard (Aluminio)	Alta Eficiencia (Cobre)	Standard (Aluminio)	Alta Eficiencia (Cobre)
Factor de Carga		50%		75%
Eficiencia	97.24%	98.61%	96.61%	98.38%
Temperatura (100% carga)	150° C	80° C	150° C	80° C
Pérdidas de Núcleo	0.34 kW	0.21 kW	0.34 kW	0.21 kW
Pérdidas Conductor	0.73 kW	0.32 kW	1.64 kW	0.72 kW
Total Pérdidas	1.07 kW	0.53 kW	1.98 kW	0.93 kW
Ahorro de Potencia	–	0.54 kW	–	1.05 kW
Primer Costo	\$890	\$1,790	\$890	\$1,790
Costo Premium	–	\$900	–	\$900
Beneficios de Usar Transformadores de Alta Eficiencia en lugar de Transformadores Secos				
Costo de la Energía	Ahorros anuales	Payback	Ahorros anuales	Payback
\$0.05/kWh	\$ 233	3.9 a	\$ 454	2.0 a
\$0.07/kWh	\$ 327	2.8 a	\$ 635	1.4 a
\$0.09/kWh	\$ 420	2.1 a	\$ 816	1.1 a
\$0.20/kWh	\$ 933	1.0 a	\$ 1,814	0.5 a

3.6.-Selección y Dimensionamiento de cables de media tensión

3.6.1.-Seleccionar cables de MT

De la línea primaria a la subestación principal exterior

De la línea primaria a la subestación principal exterior (TRE) se selecciona el cable unipolar N2XSY, por lo que se necesitan 3 conductores.

De la subestación principal exterior a las subestaciones de frente o la de derivación

De la subestación principal exterior (TRE) a las subestación de frente (TRI) o la de derivación (CDI), se selecciona el cable N2XSEY, porque como se ve en la figura de abajo sería complicado colocar 3 conductores en las paredes laterales del túnel.



Fig.3.29.- Cable de Media Tensión

Los cables de media tensión que entren al túnel irán a una altura de entre 2.30 m.- 2.35 m. de la línea de base marcada topográficamente (referencia generalmente ubicada a 1m. del piso).

3.6.2.-Dimensionar cables de MT

Para el cálculo de la corriente:

$$I_n = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \quad (3.11)$$

Donde:

I_n = corriente nominal de la carga en amperios

P = potencia con reserva en kW

V = voltaje en voltios

$\cos \phi$ = factor de potencia

Y que deberá cumplirse con la ecuación:

$$I_c \text{ cable} > I_n$$

$$I_c \text{ cable} = FC * I_n \text{ cable}$$

$$FC * I_n \text{ cable} > I_n \quad (3.12)$$

Donde:

FC = Producto de factores de las tablas 5A y 5B (Ver tablas 3.15 y 3.16)

$I_n \text{ cable}$ = Valor de máxima corriente dada por el fabricante

Tabla N° 3.23.-Tabla 5A del Código Nacional de Utilización (Factores de corrección para temperatura ambiente)

Temperatura ambiente [°C]	PVC		XLPE o EPR		MI - Mineral * (al aire)	
	Cables al aire	Cables en ductos enterrados	Cables al aire	Cables en ductos enterrados	Cubierta de PVC o desnudo y expuesto al contacto 70°C	Desnudo no expuesto al contacto 105 °C
10	1,22	1,10	1,15	1,07	1,26	1,14
15	1,17	1,05	1,12	1,04	1,20	1,11
20	1,12	1,00	1,08	1,00	1,14	1,07
25	1,06	0,95	1,04	0,96	1,07	1,04
30	1,00	0,89	1,00	0,93	1,00	1,00
35	0,94	0,84	0,96	0,89	0,93	0,96
40	0,87	0,77	0,91	0,85	0,85	0,92
45	0,79	0,71	0,87	0,80	0,87	0,88
50	0,71	0,63	0,85	0,76	0,67	0,84
55	0,61	0,55	0,76	0,71	0,57	0,80
60	0,50	0,45	0,71	0,65	0,45	0,75
65	-	-	0,65	0,60	-	0,70
70	-	-	0,58	0,53	-	0,65
75	-	-	0,50	0,46	-	0,60
80	-	-	0,41	0,38	-	0,54
85	-	-	-	-	-	0,47
90	-	-	-	-	-	0,40
95	-	-	-	-	-	0,32

Tabla N° 3.24.-Tabla 5B del Código Nacional de Utilización (Factores de corrección para cables embutidos en ductos para resistividades térmicas de suelo distintos de 2.5K.m/W)

Resistividad Térmica [K.m/W]	1	1.5	2	2.5	3
Factor de Corrección	1.18	1.1	1.05	1	0.96

La sección de los cables de transporte de energía se calculará de manera que, en el régimen normal permanente, la tensión en bornes de los receptores no sea inferior al 96% de la nominal. No obstante se podrá admitir caídas superiores, si el par de los motores no desciende por debajo de los valores que puedan ocasionar en los mismos calentamientos peligrosos.

Para el cálculo de la caída de tensión, se aplicará la fórmula de carácter general:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum L_n * I_n (R_n * \cos \phi + X_n * \sin \phi)$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión (V)

L_n = Longitud del tramo n de cable (km)

I_n = Intensidad en el conductor (A)

R_n = Resistencia óhmica del conductor ($\frac{ohm}{km}$)

X_n = Reactancia inductiva del conductor ($\frac{ohm}{km}$)

El cálculo se puede simplificar suponiendo que parte de la energía reactiva se compensa y se alcanza para todos los tramos $\cos \phi = 0.7$ y $\sin \phi = 0.7$.

Tomando la expresión $f(q) = R \cdot \cos \phi + Xr \cdot \sin \phi$, se obtiene:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum L_n \cdot I_n \cdot f(q) = \sqrt{3} \cdot f(q) \cdot \sum L_n \cdot I_n$$

El factor $\sqrt{3} \cdot f(q)$ es el coeficiente de V/A.Km, dato que suelen indicar los fabricantes en sus catálogos, con lo que se facilita el cálculo aproximado de la caída de tensión para la línea aplicando la fórmula anterior.

Nosotros utilizaremos la fórmula

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L (R(T^o) \cos \phi + Xr \sin \phi) \\ \text{ó } \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L \left(\frac{p \cos \phi}{S} + Xr \sin \phi \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donde:

I_n = corriente nominal de la carga en amperios

L = Longitud del tramo n de cable (km)

$R(T^{\circ}) =$ resistencia a cierta temperatura

$p =$ resistividad en Ohm.mm²/m

$\cos \phi =$ factor de potencia

$S =$ sección en mm²

$\sin \phi =$ seno ángulo de fase

$Xr =$ Reactancia en $\frac{\text{Ohm}}{\text{m}}$, dato del vendedor N2XSY O se calcula de la siguiente manera

[20]:

$$D1 = \frac{\sqrt{D12 * D12' * D13 * D13'}}{D11'} \quad (3.14a)$$

$$D2 = \frac{\sqrt{D21 * D21' * D23 * D23'}}{D22'} \quad (3.14b)$$

$$D3 = \frac{\sqrt{D31 * D31' * D32 * D32'}}{D33'} \quad (3.14c)$$

$$D = \sqrt[3]{D1 * D2 * D3} \quad (3.14d)$$

$$Xr = \left(0.5 + 4.6 * Lg \frac{D}{r}\right) 10^{-4} * 377 \quad (3.15)$$

Como ejemplo del cálculo de la reactancia se considera una línea de 13.8kV con dos circuitos cuyas distancias son las que se muestran en la figura:

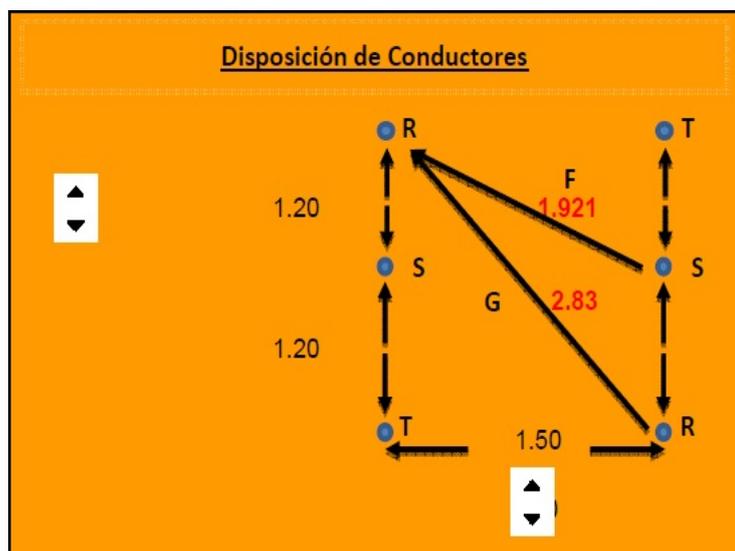


Fig.3.30.- Distancias para línea de 13.8kV con dos circuitos

Reemplazando en la fórmula (3.14a):

$$D1 = \frac{\sqrt{1.2 * 1.921 * 2.4 * 1.5}}{2.83}$$

$$D1 = 1.017932828$$

Reemplazando en la fórmula (3.14b):

$$D2 = \frac{\sqrt{1.2 * 1.921 * 1.2 * 1.921}}{1.5}$$

$$D2 = 1.5368$$

Reemplazando en la fórmula (3.14c):

$$D3 = \frac{\sqrt{2.4 * 1.5 * 1.2 * 1.921}}{2.83}$$

$$D3 = 1.017932828$$

Reemplazando en la fórmula (3.14d):

$$D = \sqrt[3]{1.017932828 * 1.5368 * 1.017932828}$$

$$D = 1.167755346$$

Reemplazando en la fórmula (3.15):

$$Xr = \left(0.5 + 4.6 * Lg \frac{1.167755346}{6.18039}\right) 10^{-4} * 377$$

$$Xr = -0.1066$$

Y que deberá cumplirse [21]:

$$\sum \Delta U \leq 0.04 * U_n$$

$$\Delta V < Max \Delta V \quad (3.13)$$

$$\Delta V < 4\% * V$$

De acuerdo a la norma NEC 1999, que se vio en el capítulo 2, se puede dimensionar el interruptor usando la siguiente fórmula:

$$Ib = 125\% * I \quad (3.16)$$

Ejemplo Nº 3.5

Como ejemplo se ven los cálculos de media tensión que se hicieron para la ventana 1 de las instalaciones eléctricas del túnel de conducción de la central de Huanza:

Entrada Ventana 1

En la fórmula (3.8):

$$In = \frac{1000 * P}{\sqrt{3} * V * \cos \phi}$$

Reemplazando:

$$P = 631.44$$

$$V = 22900$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$In = \frac{1000 * 631.44}{\sqrt{3} * 22900 * 0.85}$$

$$In = 18.73$$

Hallamos el factor:

$$Fc = Fc(temp \text{ terr } 25C) * Fc \left(resist. \frac{1km}{w} \right)$$

Reemplazando:

$$F_c(\text{temp terr } 25C) = 0.96$$

$$F_c \left(\text{resist.} \frac{1km}{w} \right) = 0.85$$

$$F_c = 0.96 * 0.85$$

$$F_c = 0.816$$

En la fórmula (3.9):

$$I_c \text{ cable} > I_n$$

$$F_c * I_n \text{ cable} > I_n$$

Reemplazando:

$$F_c = 0.816$$

$$I_n \text{ cable} = 245$$

$$0.816 * 245 > I_n$$

$$199.21 > 18.73$$

Correcto

En la fórmula (3.10):

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L(R \cos \phi + X_r \sin \phi)$$

Reemplazando:

$$I_n = 18.73$$

$$L = 0.060$$

$$R = 0.494$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$\sin \phi = 0.53$$

$$X_r = 0.1711$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * 18.73 * 0.060 * (0.494 * 0.85 + 0.1711 * 0.53)$$

$$\Delta V = 0.9927$$

En la fórmula (3.13):

$$\Delta V < \text{Max } \Delta V$$

$$\Delta V < 4\% * V$$

Reemplazando:

$$V = 22900$$

$$\Delta V < 4\% * 22900$$

$$0.9927 < 916$$

Correcto

En la fórmula (3.14):

$$I_b = 125\% * I$$

Reemplazando:

$$I = 18.73$$

$$I_b = 125\% * 18.73$$

$$I_b = 23.41$$

Se selecciona un interruptor de 3X25A.

Subestación en Frente 1

En la fórmula (3.8):

$$I_n = \frac{1000 * P}{\sqrt{3} * V * \cos \phi}$$

Reemplazando:

$$P = 151.54$$

$$V = 4160$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$I_n = (1000 * 151.54) / (\sqrt{3} * 4160 * 0.85)$$

$$I_n = 24.74$$

Se halla el factor:

$$F_c = F_c (\text{temp aire } 35 \text{ C})$$

Reemplazando:

$$F_c (\text{temp aire } 35 \text{ C}) = 0.96$$

$$F_c = 0.96$$

En la fórmula (3.9):

$$I_c \text{ cable} > I_n$$

$$F_c * I_n \text{ cable} > I_n$$

Reemplazando:

$$F_c = 0.96$$

$$I_n \text{ cable} = 135$$

$$0.96 * 200 > 24.74$$

$$129.6 > 24.74$$

Correcto

En la fórmula (3.10):

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L (R \cos \phi + X_r \sin \phi)$$

Reemplazando:

$$I_n = 24.74$$

$$L = 1.62$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$\sin \phi = 0.53$$

$$R = 0.927$$

$$Xr = 0.1379$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * 24.74 * 1.62 * (0.927 * 0.85 + 0.1379 * 0.53)$$

$$\Delta V = 59.7486$$

En la fórmula (3.13):

$$\Delta V < Max \Delta V$$

$$\Delta V < 4\% * V$$

Reemplazando:

$$V = 4160$$

$$\Delta V < 4\% * 4160$$

$$59.7486 < 166.40$$

Correcto

En la fórmula (3.14):

$$Ib = 125\% * I$$

Reemplazando:

$$I = 17.28$$

$$Ib = 125\% * 17.28$$

$$Ib = 21.60$$

Se selecciona un interruptor de 3X63A.

Subestación en Frente 8

En la fórmula (3.8):

$$In = (1000 * P) / (\sqrt{3} * V * \cos \phi)$$

Reemplazando:

$$P = 151.54$$

$$V = 4160$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$In = (1000 * 151.54) / (\sqrt{3} * 4160 * 0.85)$$

$$In = 24.74$$

Se halla el factor:

$$Fc = Fc (temp \text{ aire } 35 \text{ C})$$

Reemplazando:

$$Fc (temp \text{ aire } 35 \text{ C}) = 0.96$$

$$Fc = 0.96$$

En la fórmula (3.9):

$$Ic \text{ cable} > In$$

$$Fc * Ic \text{ cable} > 24.74$$

Reemplazando:

$$FC = 0.96$$

$$In \text{ cable} = 135$$

$$0.96 * 135 > 24.74$$

$$129.6 > 24.74$$

Correcto

En la fórmula (3.10):

$$\Delta V = \sqrt{3} * In * L(R \cos \phi + Xr \sin \phi)$$

Reemplazando:

$$In = 24.74$$

$$L = 0.4992$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$\sin \phi = 0.53$$

$$R = 0.927$$

$$Xr = 0.1379$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * 24.74 * 0.4992 * (0.927 * 0.85 + 0.1379 * 0.53)$$

$$\Delta V = 18.41$$

En la fórmula (3.13):

$$V = 4160$$

$$\Delta V < Max \Delta V$$

$$\Delta V < 4\% * V$$

$$\Delta V < 4\% * 4160$$

$$18.41 < 166.40$$

Correcto

En la fórmula (3.16):

$$Ib = 125\% * I$$

Reemplazando:

$$I = 24.74$$

$$Ib = 125\% * 24.74$$

$$Ib = 30.93$$

Se selecciona un interruptor de 3X63A.

Para ver los cálculos completos:

Ver ANEXO D: Dimensionamiento de Cables en Media Tensión Interior y Exterior Túneles.

3.7.-Seleccionar y Dimensionar cables de BT

3.7.1.-Seleccionar cables de BT

De los grupos electrógenos al tablero principal

De los grupos electrógenos al tablero principal (TP) se selecciona el NYY.

De la subestación principal exterior al tablero principal

De la subestación principal exterior (TRE) al tablero principal (TP) se selecciona el NYY con cable TW a tierra.

Del tablero principal a los equipos exteriores

Del tablero principal (TE) a la compresora, ventilador, bombas y al transformador de medio voltaje de ser el caso se selecciona el NYY con cable TW a tierra.

Del tablero principal al tablero de frente

Del tablero principal (TE) al tablero de frente (TI) y para la iluminación inicial del túnel, se utiliza el cable minero flexible. Esto solo en los primeros 250 o 500 metros del túnel, en el cuál alimentamos con baja tensión.

De la subestación de frente al tablero de frente

De la subestación de frente (TRI) al tablero de frente (TI), se utiliza el cable minero flexible como se muestra en la figura 3.31 a unos 1.5 metros de altura por uno de los costados del túnel.



Fig.3.31.-Cable minero que va de la subestación de frente al tablero de frente

3.7.2.-Dimensionar cables de baja tensión e interruptores

Para dimensionar cables de baja tensión se deberá conocer la capacidad de corriente y el parámetro del conductor.

El conductor que se selecciona deberá cumplir dos condiciones a la vez: una tener menor factor de utilización de la que definamos como óptima y dos tener una caída de tensión menor al porcentaje que nos fijemos como valor máximo.

Para calcular el factor de utilización

Usaremos la siguiente fórmula:

$$FU = \frac{I}{\text{capacidad}} \quad (3.17)$$

Donde:

I = corriente por terna, la cual se calcula de la siguiente forma:

$$I = \frac{P \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V \cdot FP \cdot n} \quad (3.18)$$

Donde:

P = potencia en kW

V = voltaje para nuestro caso será 460

FP = factor de potencia

n = número de ternas

Y que deberá cumplirse:

$$\begin{aligned} I_c \text{ cable} &> I_n \\ FC * I_n \text{ cable} &> I_n \end{aligned} \quad (3.19)$$

Para calcular la caída de tensión:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \frac{K \cdot I \cdot L}{1000 \cdot n} \\ \Delta V &= \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cos \phi}{S} \end{aligned} \quad (3.20)$$

Donde:

K = Parámetro del conductor en función de ρ , $\cos \phi$ y S

ρ = resistividad del cobre $0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ($20 - 25^\circ\text{C}$)

I = corriente

L = distancia

S = Sección del conductor

$\cos \phi$ = factor de potencia

n = número de ternas

Y deberá cumplirse

$$\begin{aligned} \Delta V &< \text{Max } \Delta V \\ \Delta V &< 4\% * V \end{aligned} \quad (3.21)$$

De acuerdo a la norma NEC 1999, que se vió en el capítulo 2, se puede dimensionar el interruptor usando la siguiente fórmula:

$$I_b = 125\% * I \quad (3.22)$$

Ejemplo N° 3.6

Para una compresora de 260kW, dimensionaremos el cable y el interruptor.
En la fórmula (3.18):

$$I = \frac{P * 1000}{\sqrt{3} * V * \cos \phi * n}$$

$$P = 260$$

$$V = 440$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$n = 2$$

$$In = \frac{260 * 1000}{\sqrt{3} * 440 * 0.85 * 2}$$

$$In = 200.68 \text{ A.}$$

En la fórmula (3.19):

$$Ic \text{ cable} > In$$

Reemplazando:

$$Ic \text{ cable} = 356$$

$$356 > 200.68$$

Correcto

En la fórmula (3.20):

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cos \phi}{S}$$

$$\rho = 0.02193$$

$$L = 200$$

$$In = 200.68$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$S = 120$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * 0.02193 * 200 * 200.68 * 0.85}{120}$$

$$\Delta V = 5.40 \text{ V}$$

En la fórmula (3.21):

$$\Delta V < Max \Delta V$$

$$\Delta V < 4\% * V$$

Reemplazando:

$$V = 440$$

$$5.1963 < 4\% * 440$$

$$5.40 < 17.6$$

Correcto

En la fórmula (3.22):

$$Ib = 125\% * I$$

Reemplazando:

$$I = 401.36$$

$$Ib = 125\% * 401.36$$

$$Ib = 501.7$$

Por lo cual se escoge un interruptor de 3x500A que es el valor comercial, en caso de que se sepa que la carga puede aumentar escogeremos un interruptor variable 3x630AF/3x500AT que también es un valor comercial.

3.8.-Selección y Dimensionamiento de cables y artefactos de iluminación

La iluminación tiene una fuerte incidencia en la seguridad del trabajo, y en especial en los realizados en labores subterráneas, hay estadísticas que atribuyen un 35% de los accidentes a mala iluminación. El 100% de estos accidentes fueron en zonas con una iluminación por debajo de 20 lux. También tiene fuerte incidencia en la productividad por fatiga visual. Por ello se deben exigir los niveles mínimos de iluminación siguientes:

- Frentes de trabajo, 110 lux.
- Galerías y túneles con tráfico intenso, 30 lux.
- Zonas de mantenimiento y carga de combustible, 50 lux.
- Alumbrado de emergencia, 5 lux.

Las luminarias más generalizadas en labores subterráneas son las lámparas fluorescentes, con tubos desde 8 a 40W, que con tubos dobles alcanzan los 80W. Presentan las ventajas de su larga durabilidad, alta eficacia y bajo coste.

La distancia entre luminarias, para tener una iluminación lo más uniforme posible a lo largo de un túnel, suele estar entre los 5 y 20m dependiendo de las dimensiones de la sección del túnel, situándose a una altura de al menos 2m de la solera (línea base a 1m sobre el nivel del piso), para evitar daños mecánicos tanto a las luminarias como al cable de alimentación.

Para entender mejor este tema se pone el siguiente ejemplo:

Ejemplo Nº 3.7

Para el caso del túnel de conducción de Huanza se determinó que la iluminación se colocará cada 8m y se usaron balastos electrónicos para un encendido en un rango de 120 a 277 V, evitando la necesidad de poner subestaciones para la iluminación debido a la caída de tensión. Cabe precisar que el sistema trifásico con neutro tuvo que ser balanceado colocando intercaladamente las cargas monofásicas a una de las fases y a neutro como se muestra en el siguiente esquema, el cual puede ser de mucha utilidad para obras de este tipo:

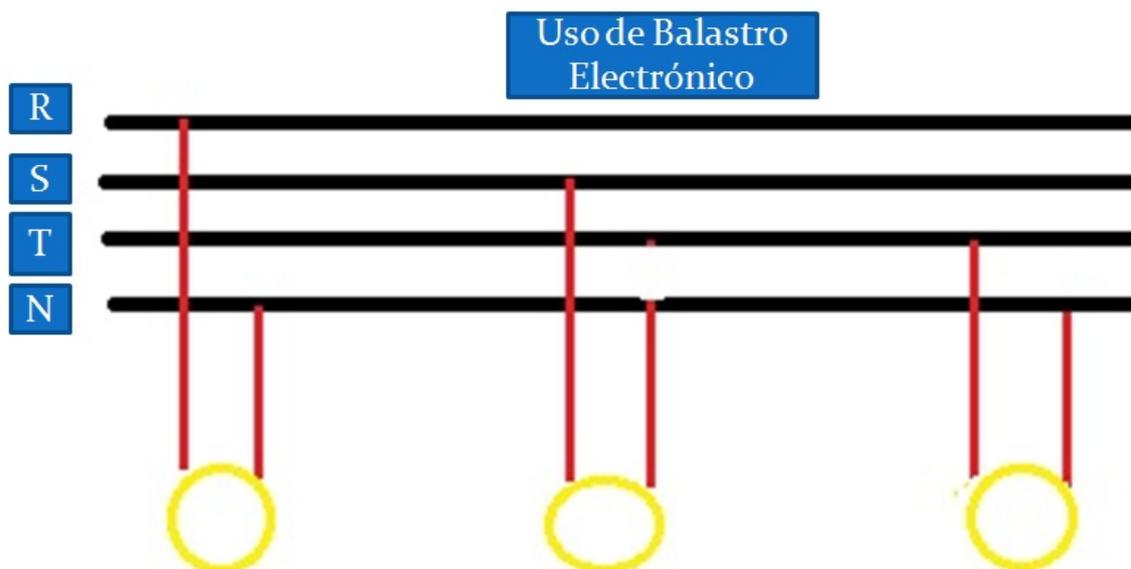


Fig.3.32.-Esquema para la disposición de luminarias en un sistema trifásico
Para el dimensionamiento del conductor bajo este esquema, se usará la siguiente fórmula:

$$Vfn = \frac{V}{\sqrt{3}} \quad (3.23)$$

Reemplazando:

$$V = 440$$

$$Vfn = \frac{440}{\sqrt{3}}$$

$$Vfn = 254.03$$

En la fórmula de dimensionamiento de cables de baja tensión (3.18):

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * Vfn * \cos \phi * n}$$

$$I = \frac{10688}{\sqrt{3} * 254.03 * 0.96 * 1}$$

$$In = 25.30$$

En la fórmula de dimensionamiento de cables de baja tensión (3.19):

$$Ic \text{ cable} > In$$

$$FC * In \text{ cable} > In$$

Reemplazando:

$$FC = 0.81$$

$$In \text{ cable (NPT 4x4 AWG)} = 55$$

$$0.81 * 55 > In$$

$$44.55 > 25.30$$

Correcto

Y en la fórmula para monofásico:

$$\Delta V = \frac{2 * p * \cos \phi * I_n * L}{S} \quad (3.24)$$

Reemplazando:

$$p = 0.02125576$$

$$\cos \phi = 0.96$$

$$I_n = 25.30$$

$$L = 24$$

$$S = 21.2$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0.02125576 * 0.96 * 25.30 * 24}{21.2}$$

$$\Delta V = 1.169$$

En la fórmula (3.25) que se deduce a continuación:

$$\Delta V < \text{Max } \Delta V$$

$$\Delta V < 254.03 - 120$$

$$\Delta V < 134.03$$

(3.25)

$$1.169 < 134.03$$

Correcto

Este esquema es válido hasta los 4000 metros como se puede ver en el ANEXO E: dimensionamiento de cables de iluminación interior túneles.

Estos cables de iluminación, que son de cable vulcanizado NPT y vienen del tablero principal, se ubican como se muestra en la figura y las luminarias serán lámparas fluorescentes con tubos dobles de 36 o 40W (balastro electrónico).

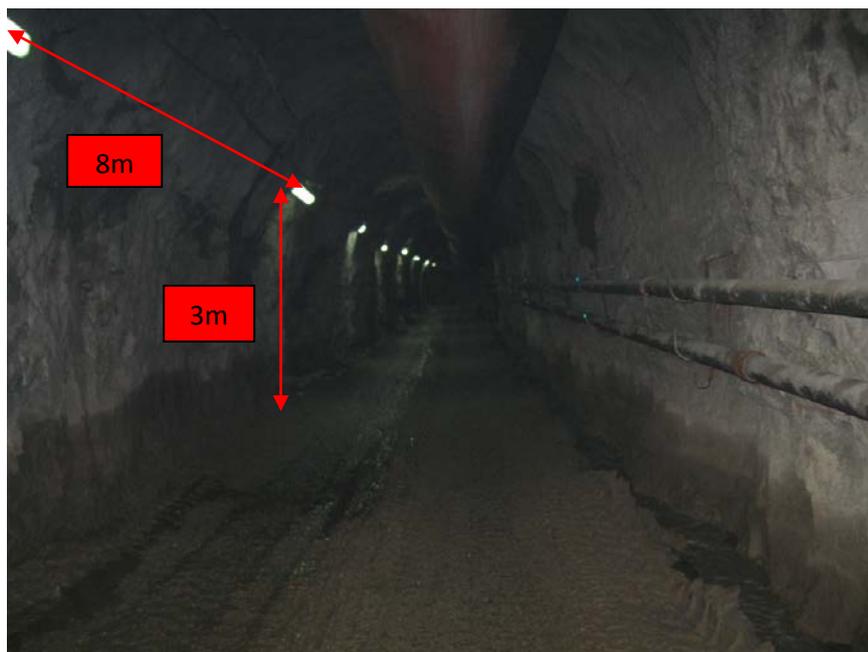


Fig.3.33.-Disposición cables de iluminación

Finalmente para terminar este capítulo el tipo de conexión mostrado en la figura es óptimo ya que si una luminaria fallará se puede cambiar sin cortar la energía de las otras.



Fig.3.34.-Tipo de conexión luminarias

CAPÍTULO IV OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA

Mediante la eficiencia energética podemos lograr importantes ahorros más cuando tenemos un uso intensivo de energía como es el caso de la excavación de túneles mediante el método de perforación y voladura. El objetivo de este capítulo es la obtención de un modelo para la Optimización del consumo de energía eléctrica en excavación de túneles. Se llega al siguiente modelo identificando oportunidades para reducir los consumos de energía eléctrica, para luego aplicar tecnología para el control de energéticos.

4.1.-Análisis previo

4.1.1.-Estudio de la Máxima Demanda y Energía Consumida

En la parte de planificación del proyecto es necesaria la estimación de la máxima demanda y la energía que será consumida durante todo el tiempo que dure el proyecto. Tomaremos información del proyecto túnel de conducción de la central de Santa Teresa para mostrar un método de estimación de la máxima demanda y la energía consumida. En el cuadro vemos la relación de equipos a utilizar en el frente 1, donde se indica su potencia nominal y su factor de carga:

Tabla N° 4.1.-Relación de equipos con potencias y factor de carga

Equipos	P nominal kW	FC=Factor de carga
Jumbo L2	208	0.7
Compresora 1000 pcm	185	0.7
Ventilador 150 hp	112	0.9
Electrobomba 37 kW	37	0.9
Electrobomba 65 kW	65	0.9
Shotcretera 20 m3/h	10	0.9
Planta concretera 10 m3/h	50	0.7
Equipo inyección	15	0.9
Iluminación túnel	0.75	0.9

Para poder estimar la máxima demanda seguiremos el siguiente procedimiento:

a).-Se halla la potencia parcial (Pp) en la cuarta columna de la tabla 4.2, la cual se obtiene de la siguiente manera:

Se multiplica la potencia nominal por el factor de carga.

$$P_p = P_{nominal} \times FC \quad (4.1)$$

Donde:

$P_{nominal}$ = Potencia Nominal

FC = Factor de carga

Tabla N° 4.2.-Estimación de la potencia parcial

Equipos	Pnominal	FC=Factor de carga	Pp (kW)
Jumbo L2	208	0.7	145.6
Compresora 1000 pcm.	185	0.7	129.5
Ventilador 150 hp	112	0.9	100.8
Electrobomba 37 kW	37	0.9	33.3
Electrobomba 65 kW	65	0.9	58.5
Shotcretera 20 m3/h	10	0.9	9
Planta concretera 10 m3/h	50	0.7	35
Equipo inyección	15	0.9	13.5
Iluminación túnel	0.75	0.9	0.675

b).-Se determina la cantidad de equipos trabajando por mes (Ceq)

Si bien es cierto se proyecta una cantidad de equipos, estos no empiezan a trabajar inmediatamente, como vemos en la tabla N°4.3, recién en el quinto mes comienzan a trabajar algunos equipos y no en la cantidad proyectada.

Por ejemplo se proyectaron 4 ventiladores como cantidad máxima durante la obra, pero en el mes 5 solo trabaja uno durante una semana, es por ello que consideramos la cuarta parte de 1 es decir 0.25.

En el caso de la iluminación significa que el mes 5 funciona la quinta parte de los 0.75 kW proyectados, y conforme vayamos avanzando con la excavación se irá aumentando la potencia.

Tabla N° 4.3.-Cantidad de equipos trabajando por mes

Equipos	Cant. Proy.	M-5	M-6	M-7	M-8	M-9
Jumbo L2	1	0.25	1	1	1	1
Compresora 1000 pcm	1	0.25	1	1	1	1
Ventilador 150 hp	4	0.25	1	1	2	2
Electrobomba 37 kW	2	0.25	1	1	1	1
Electrobomba 65 kW	1					
Shotcretera 20 m3/h	1	0.25	1	1	1	1
Planta conc 10 m3/h	1	0.25	1	1	1	1
Equipo inyeccion	1					
Iluminacion tunel	2	0.2	0.4	0.6	0.8	0.8

c).-Se multiplica la potencia parcial por la cantidad de equipos para hallar la potencia (P)

Por ejemplo se halla la potencia para el mes 5, multiplicando la potencia parcial por la cantidad de equipos trabajando por mes de la siguiente manera:

$$P = \sum Pp \times Ceq \quad (4.2)$$

Tabla N° 4.4.-Estimación de la potencia

Equipos	Pp (kW)	Ceq	P(kW)
Jumbo L2	145.6	0.25	36.4
Compresora 1000 pcm	129.5	0.25	32.37
Ventilador 150 hp	100.8	0.25	25.2
Electrobomba 37 kW	33.3	0.25	8.32
Electrobomba 65 kW	58.5		0
Shotcretera 20 m3/h	9	0.25	2.25
Planta concretera 10 m3/h	35	0.25	8.75
Equipo inyección	13.5		0
Iluminación túnel	0.675	0.2	0.13
		P ₅	113

Así como se halló la potencia para el mes 5, hallamos la potencia para el resto de meses que dura la obra, en este caso 30 meses y obtenemos el gráfico que se muestra a continuación (los cálculos completos se muestran en el ANEXO F).

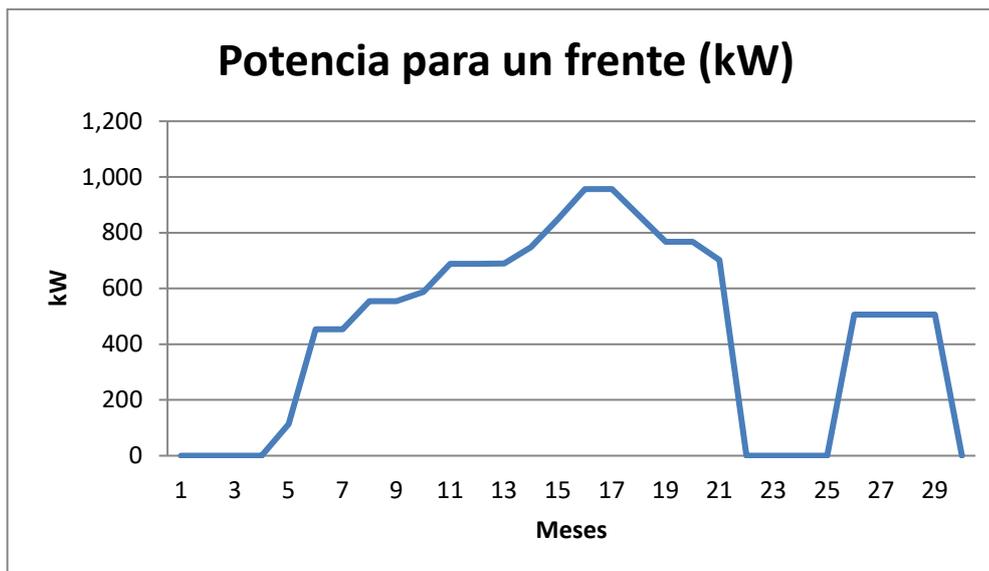


Fig. 4.1.-Potencia estimada para el frente 1

De este gráfico se puede observar que la máxima demanda, que ocurre entre los meses 16 y 17, es de 957 kW.

Si se suma la potencia de todos los frentes se hallará la potencia total en kW para todos los treinta meses como se ve en el gráfico 4.2 que se muestra a continuación:

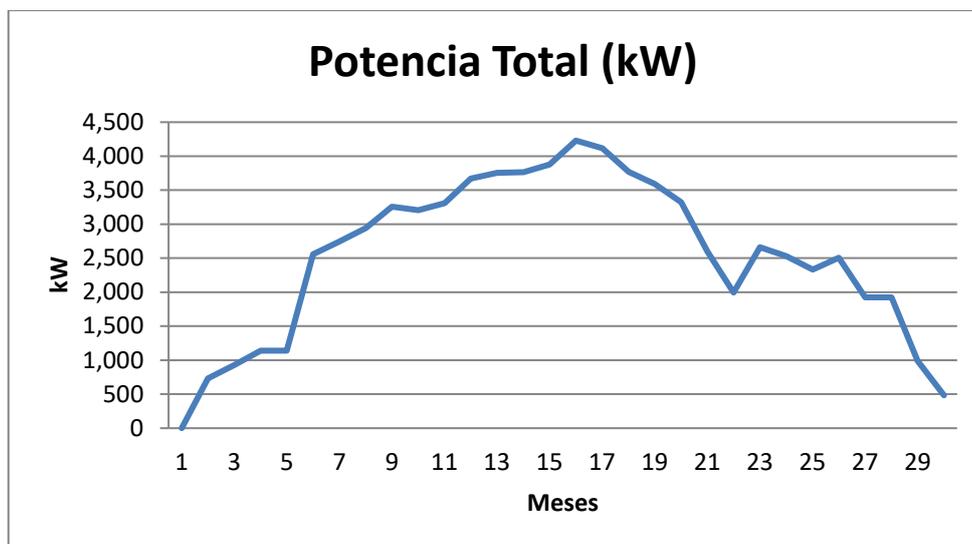


Fig. 4.2.-Potencia Total estimada

En este gráfico se puede observar que la máxima demanda, que ocurre en el mes 16, es de 4230 kW.

- a. Por ejemplo para hallar la energía en el mes 5 (E_5), se aplica la siguiente fórmula:

$$E = \sum Px(hr/dia) \times 27 \quad (4.3)$$

Donde:

hr = es el número de horas que al día trabaja un equipo (27)

El número 27 puede variar dependiendo del número de días que se trabaje al mes, dichos cálculos los efectuaremos en la cuarto columna de la tabla N°4.5.

Tabla N° 4.5.-Número de Horas que trabajan al día los distintos equipos

Equipos	P	hr/día 1 equipo	E (kWh)
Jumbo L2	36.4	6	5896.8
Compresora 1000 pcm	32.37	18	15731.8
Ventilador 150 hp	25.2	22	14968.8
Electrobomba 37 kW	8.32	10.4	2336.2
Electrobomba 65 kW	0	10.4	0
Shotcretera 20 m3/h	2.25	5.2	315.9
Planta conc 10 m3/h	8.75	5.2	1228.5
Equipo inyeccion	0	4	0
Iluminacion tunel	0.13	18	63.18
		E ₅	40547

Así como se halló la energía para el mes 5 que es 40,547kWh, se hallará la energía para el resto de meses que dura la obra, en este caso treinta meses, con el fin de hallar el gráfico 4.3 (los cálculos completos se muestran en el ANEXO F: Estimación de la Máxima Demanda y Energía Consumida).

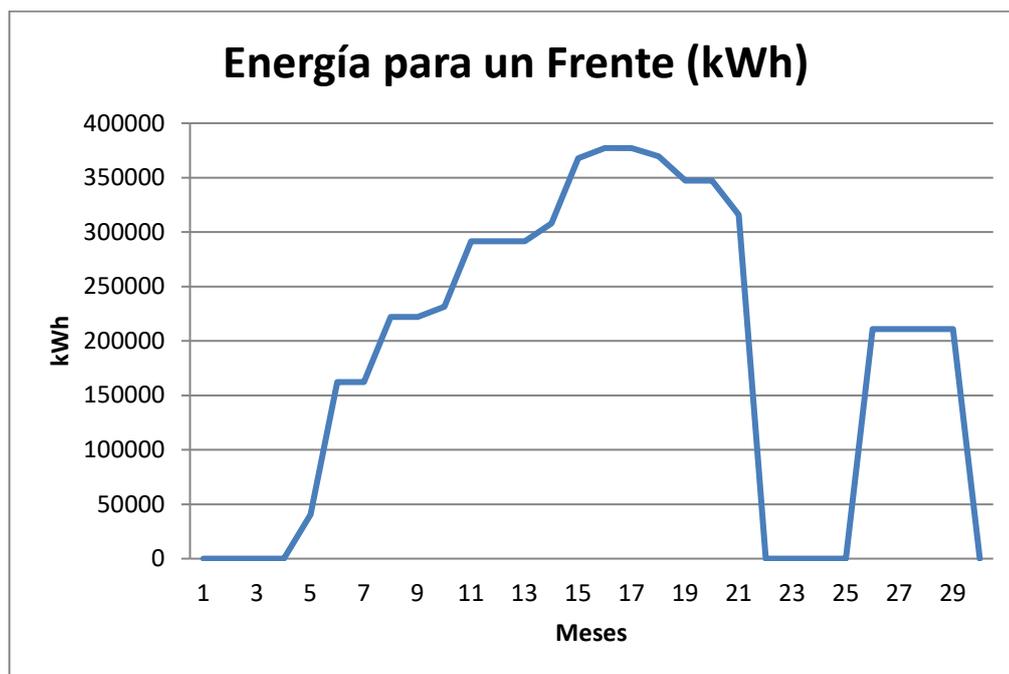


Fig. 4.3.-Energía estimada para el frente 1

Si se suma la energía de todos los frentes mes a mes hallaremos el consumo total de energía en kWh para todos los meses, el cual se expresa en gráfico 4.4 que se muestra a continuación:

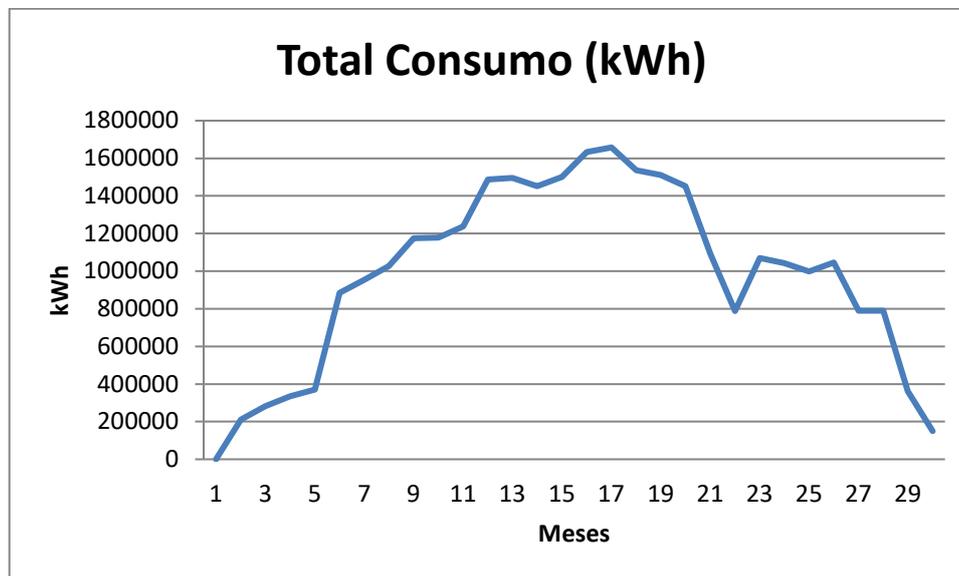


Fig. 4.4.-Energía Total estimada

A lo largo de la obra se consume un total de 29.5 GWh lo que denota un uso intensivo de la energía eléctrica que expresado en dólares sería:

- De usar grupos electrógenos

$$29,500,000kWh * \frac{0.2US\$}{kWh} = US\$5,900,000$$

- De usar energía de las redes eléctricas

$$29,500,000kWh * \frac{0.05US\$}{kWh} = US\$1,475,000$$

Si se vuelve al capítulo N° 3 a la parte del análisis económico de la definición del tipo de suministro de energía eléctrica, donde se vio el ejemplo de la central hidroeléctrica de Cerro del Águila, se puede calcular fácilmente la energía a consumir en dicha central de la misma forma como en Santa Teresa, la cual es 136.961GWh que en dólares sería:

- De usar grupos electrógenos

$$136,961,000kWh * \frac{0.2US\$}{kWh} = US\$27,392,200$$

- De usar energía de las redes eléctricas

$$136,961,000kWh * \frac{0.05US\$}{kWh} = US\$6,848,050$$

Lo cual denota una diferencia de US\$20,544,000 que sumado al US\$1,229,000, que se invierte demás en una instalación de grupos electrógenos, daría 21 millones 773 mil dólares a favor de la energía suministrada de las redes eléctricas.

4.2.- Identificar oportunidades para reducir los consumos

Después de una auditoría energética se pueden identificar oportunidades para reducir los consumos de energía eléctrica, a continuación mencionamos algunas de ellas:

- No se conoce el contrato eléctrico
- Solo medimos valores de corriente y de voltaje
- Altos cargos por consumo de energía reactiva
- Usamos motores de eficiencia standard en ventiladores, bombas, compresoras
- Sobre ventilamos los frentes
- No seleccionamos eficientemente la iluminación o iluminamos innecesariamente

4.3.- Modelo Obtenido

En base a la identificación de oportunidades para reducir los consumos de energía eléctrica. Se ha obtenido el siguiente modelo para la Optimización del consumo de energía eléctrica en excavación de túneles:

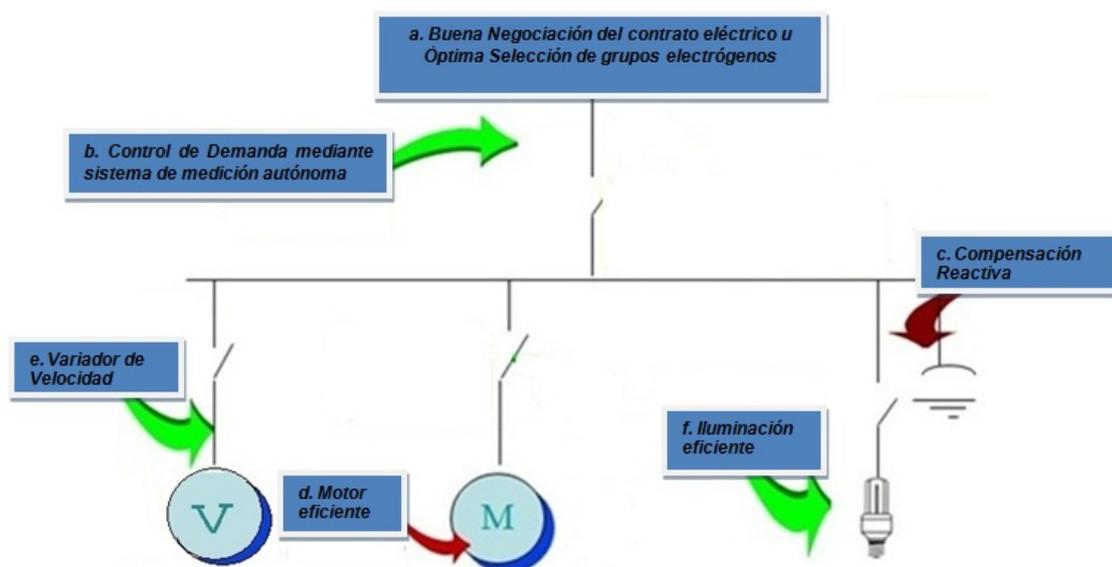


Fig. 4.5.- Esquema de modelo obtenido

A continuación se comenzará a desarrollar cada uno de los puntos:

4.4.-Suministro de Energía Eléctrica

4.4.1.-Buena negociación del contrato eléctrico

Al hablar de buena negociación del contrato eléctrico se está hablando de los cargos por energía activa, por potencia activa de generación, por potencia activa de distribución tanto en hora punta como en hora fuera de punta, así como el cargo por energía reactiva.

Los siguientes conceptos son los que el concesionario podría facturar [22]:

- Cargo por Energía Activa en Punta (EAP)
- Cargo por Energía Activa Fuera de Punta (EAFP)
- Cargo por Potencia Activa de Generación en Hora Punta (PAG en HP)

- Cargo por Potencia Activa de Generación en Hora Fuera Punta (PAG en HFP)
- Cargo por Potencia Activa de Distribución en Hora Punta (PAD en HP)
- Cargo por Potencia Activa de Distribución en Hora Fuera Punta (PAD en HFP)
- Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de Energía Activa (ER)

Un ejemplo de las tarifas de dichos cargos tomadas del osinergmin para una zona se ven en la siguiente tabla de acuerdo a cada opción tarifaria:

Tabla N° 4.6.-Tarifas de las cargas en las distintas opciones tarifarias de media tensión

TARIFAS AL 4/Nov/2010			
CARGO	MT2	MT3	MT4
Fijo Mensual (S./mes)	3.24	2.7	2.7
E A P (ctm. S./KW.h)	14.22	14.22	12.13
E A F P (ctm.S./KW.h)	11.43	11.43	12.13
P A G en HP (S./KW-mes)	26.05	20.93	20.93
P A G en HFP (S./KW-mes)	0	12.88	12.88
P A D en HP (S./KW-mes)	9.22	9.94	9.94
P A D en HFP (S./KW-mes)	10.86	10.3	10.3
E R (ctm. S./kVar.h)	3.53	3.53	3.53

Estos cargos son medidos en el llamado punto de diseño que da el concesionario.

Para ello es importante negociar bien las tarifas.

Por ejemplo para el caso de los dos túneles de Santa Rosa se optó por la tarifa MT4. Esta no es la más indicada para obras de túneles en las cuáles por lo general se trabajan las 24 horas, por lo cual la más indicada es la MT3.

O en todo caso si se tiene grupos electrógenos de respaldo se podría optar por la MT2, con la condición de usar los grupos electrógenos en hora punta.

Finalmente no solo es necesaria una buena negociación del contrato sino que los cargos sean conocidos por los usuarios finales, de los cuáles depende el ahorro, en algunas ocasiones el propietario negocia con el concesionario y el contrato no llega a ser conocido por el contratista que ejecuta la obra.

4.4.2.-Óptima Selección de grupos electrógenos

Por otro lado al hablar de óptima selección de grupos electrógenos se está hablando de solicitar al fabricante el consumo de combustible, en galones por hora al 100% de carga, a la altura de trabajo. Actualmente los grupos electrógenos vienen con un contador de energía kWh, este valor nos permitirá obtener un ratio de cuantos kWh generamos por galón de combustible, este ratio permite controlar el consumo de combustible.

Para controlar el consumo de combustible se debe llevar un registro diario del consumo de combustible. Para ello se debe conocer que hay dos tipos de grupos electrógenos los que tienen tanque de base y los que tienen tanque adicional:

- Tanque de base: tienen una especie de termómetro que mide si está a tanque lleno, medio tanque, cuarto de tanque, etc.
- Tanque adicional: tiene una especie varilla donde se marca el nivel de combustible.

Registrando el consumo de combustible y los kWh medidos por el contador de energía se podrá hallar los kWh por galón:

$$\frac{kWh}{gal}$$

Y compararlo con que nos da el fabricante, el cual se puede deducir del consumo de energía de la siguiente manera como se muestra en el siguiente ejemplo:

Ejemplo:

Un grupo electrógeno Cummins de 750 standby/680 prime tiene una potencia prime a 4200msnm de 470 kW y tiene una potencia standby a 4200 msnm de 658.12kW. El consumo de combustible es de 37.8 galones/hora al 100% de la carga.

Eso quiere decir que 37.8 galones de combustible generarán 658.12 kWh en standby, con lo cual puedo obtener el siguiente ratio:

$$\frac{Kwh}{gal} = \frac{658.12}{37.8}$$

$$\frac{Kwh}{gal} = 17.41$$

4.5.-Control de la demanda

Si se sabe que los cargos son mayores en hora de punta podemos reducir los consumos en esas horas. Para esto usaremos la metodología del Control de la Demanda (en inglés Demand Side Managment). Para ello se debe medir, adicionalmente a las lecturas de tensión y corriente instantáneas que se incluyen cuando mandamos hacer los tableros, lo siguiente:

- Energía activa, reactiva (incluyendo tarifas)
- Potencias instantáneas y factores de potencia (activa, reactiva y aparente)

Para esto se recomienda colocar un analizador de redes y de ser necesaria la lectura del medidor automática (LMA), que es el proceso de lectura remota de datos desde los medidores, mediante un módulo interface medidor de energía.

Ejemplo:

Como ejemplo para Huanza se propuso la colocación de un analizador de redes multifunción marca LIFASA modelo McA- plus tamaño 96x96mm que mide, calcula, y visualiza: corriente, voltaje, potencia, frecuencia, THD, etc., con puerto de comunicación RS- 485 en los tableros principales (TE), el cual se muestra a continuación en la figura 4.6.

Como se puede observar este cliente es presente en punta.

Si se buscará un factor de calificación de $CT=0.49$, para ser considerado cliente en fuera de punta la formula (2.1) se convertirá en:

$$\text{Energía activa en HP} = CT * \text{Energía activa en HP} * 5 * 30$$

Reemplazando los valores podemos hallar la energía activa que tendríamos que consumir para ser clientes en fuera de punta.

$$\text{Energía activa en HP} = 0.49 * 376 * 5 * 30$$

$$\text{Energía activa en HP} = 27,636$$

Por lo que se tendrían que reducir en:

$$34,500 - 27,636 = 6,864 \text{ kW}$$

Nuestro consumo en hora punta para ser considerado cliente fuera de punta.

Finalmente controlando la demanda se puede tener seguridad de lo que estamos consumiendo. En el caso de Huanza solo había un medidor en la subestación de llegada, pero no había forma de corroborar estas lecturas dentro de la obra en caso de que este medidor falle, esta era una preocupación de la gerencia.

4.6.-Compensación Reactiva

Todo consumo de energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa, está sujeto a un cargo. Esto según la resolución N° 1908-2001 OS/CD - Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuario final, dada por el OSINERGMIN²⁰. La facturación por energía reactiva se incluirá en las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

a).-Consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual.

Sin cargo alguno.

b).-Consumo de energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual.

La facturación del exceso de energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en $S/./kVAR.h$), según se muestra en las siguientes relaciones.

$$\text{Factura} = kVAR. h \text{ en exceso} \times CER \quad (4.4)$$

Donde:

$CER = \text{Cargo por energía reactiva, expresado en } S/./kVAR. h$

Lo que quiere decir que si no se quiere pagar energía reactiva se tiene que buscar un factor de potencia de 0.97 esto es posible sólo aplicando compensación reactiva.

Para entender mejor esta parte se utilizará información del túnel de conducción de la central de Santa Teresa. La compensación reactiva se hará por frente de trabajo para lo

cual se tendrá que colocar un tablero de compensación reactiva como el que se muestra en el siguiente diagrama unifilar:

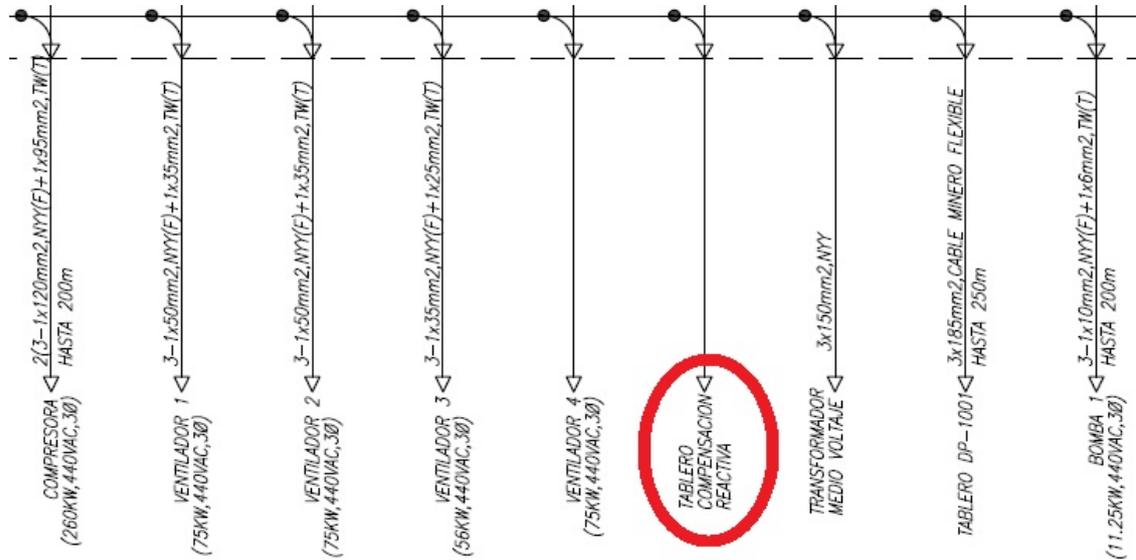


Fig. 4.8.-Ubicación del banco de condensadores en el tablero principal

A continuación se define los tres pasos para evaluar la conveniencia o no de una compensación reactiva:

-Se hará una estimación de la potencia por mes para seleccionar la máxima demanda y hallaremos el factor de potencia promedio. Para este caso hemos fijado un factor de potencia de 0,9.

Estimaremos la máxima demanda para cada frente como se hizo en el análisis previo.

De la figura 4.1 podemos observar que la máxima demanda para la ventana 1 es 957 kW.

-Se calcula el valor del banco de potencia reactiva tomando la máxima demanda seleccionada y el factor de potencia promedio.

$$Q_c = MD(\tan \Phi_1 - \tan \Phi_2) \quad (4.5)$$

Donde:

Q_c = Valor del Banco de potencia reactiva

MD = Máxima Demanda

$\cos \Phi_1$ = Factor de Potencia Promedio

Φ_1 = Angulo Inicial (se obtiene a partir del factor de potencia promedio)

$\cos \Phi_2$ = Factor de Potencia Objetivo (para nuestro caso 0.97)

Φ_2 = Angulo Objetivo (se obtiene a partir del factor de potencia objetivo)

Con este valor de Q_c podemos seleccionar un banco de potencia reactiva ya sea manual o automático.

Para comenzar se sabe que:

$$\cos\phi_1 = 0.90 \text{ por lo tanto } \phi_1 = 25.84$$

$$\cos\phi_2 = 0.97 \text{ por lo tanto } \phi_2 = 14.07$$

Reemplazando en (4.5):

$$MD = 957 \text{ Kw}$$

$$\tan\phi_1 = 0.4843221$$

$$\tan\phi_2 = 0.250624$$

$$Q_c = 957 * (0.484322 - 0.250624)$$

$$Q_c = 957 * (0.233698)$$

$$Q_c = 223.65 \text{ kVAR}$$

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.7.-Resultado del cálculo del banco de potencia reactiva para el frente 1

FACTOR DE POTENCIA PROMEDIO			
POTENCIA ACTIVA	957,00		
COS(ϕ_1)	= 0,90000	Promedio	
ϕ_1	= 25,84		
CONDICION FUTURA			
POTENCIA ACTIVA	957,00		
COS(ϕ_2)	= 0,97		
ϕ_2	= 14,07		
VALOR DEL BANCO DE POTENCIA			
Qc	223,65 kVar	250 kVar	

Así como se halló el valor del banco de potencia para el frente 1, se halla el valor de los bancos de potencia para todos los demás frentes en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.8.- Resultados del cálculo del banco de potencia reactiva para todos los frentes Santa Teresa

Frentes	MD	cos ϕ_1	ϕ_1	cos ϕ_2	ϕ_2	Qc	Comercial
EQUIPO 1	957	0,9	25,84	0,97	14,07	223,65	250,00
EQUIPO 2	1084	0,9	25,84	0,97	14,07	253,33	250,00
EQUIPO 3	774	0,9	25,84	0,97	14,07	180,88	200,00
EQUIPO 4	842	0,9	25,84	0,97	14,07	196,77	200,00
EQUIPO 5	385	0,9	25,84	0,97	14,07	89,97	100,00

-Finalmente se hace una evaluación económica para saber si el costo de la inversión justifica el ahorro debido a la reducción del consumo de energía reactiva. Dicha evaluación se hará para el frente 1.

Ejemplo:

I: costo de la inversión, incluye la mano de obra y materiales necesarios para dejar el equipo instalado (US\$)

Para el frente 1, el cual necesita una compensación reactiva de 250kVAR se ha determinado usar:

Un banco de condensadores de 150 kVAR que nos vale 3500 dólares.

Un banco de condensadores de 100 kVAR que nos vale 2800 dólares.

En total la inversión para el frente 1 será de 6300 dólares.

R: reducción del consumo (kVARh) obtenido con el banco de capacitores.

De la fórmula (4.5) se obtiene la fórmula (4.6):

$$R(kVARh) = kWh * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (4.6)$$

Donde:

$E kWh =$ Energía Activa en el tiempo que duraran los trabajos en un frente

$(\tan \phi_1 - \tan \phi_2) =$ Factor para convertir a energía reactiva

Reemplazando en la fórmula (4.6):

$$E kWh = 5,568,269$$

$$(\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 0.233698$$

$$R(kVARh) = E kWh * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

$$R(kVARh) = 5,568,269 * 0.233698$$

$$R(kVARh) = 1,301,293$$

P': precio medio previsto de la energía reactiva a lo largo de la vida útil prevista del equipo.

El cargo por energía reactiva que vamos a usar (CER) será de:

3.53 ctm. S./kVAR.h (tomado de la tabla 4.6)

M: costo anual de mantenimiento y operación del equipo (US\$)

Se asume un costo de mantenimiento y operación del equipo de cero dólares ya que no se le dará mantenimiento.

A: Ahorro neto, este ahorro es la diferencia entre el ahorro debido a la reducción del consumo de energía y el costo de mantenimiento y operación.

Para ello se define la siguiente fórmula:

$$A(US\$) = \frac{R * P'}{TC} - M \quad (4.7)$$

Donde:

$R =$ reducción del consumo (kVARh)

$P' =$ precio medio

$TC =$ Tipo de cambio

$M =$ costo anual de mantenimiento

$$A(US\$) = \frac{1,301,293 * 0.0353}{2.8} - 0$$

$$A(US\$) = 16,405$$

El ahorro será de 16,405 dólares en los 25 meses que durarán los trabajos en el frente 1 es decir 656,2 dólares promedio por mes.

Payback: relación inversión/ahorro

$$Payback = \frac{I}{Ames} \quad (4.8)$$

Donde:

$Ames =$ Ahorro promedio por mes

$$Payback = \frac{6300}{656.2}$$

$$Payback = \frac{6300}{656.2}$$

$$Payback = 9.6 \text{ meses}$$

TIR: Tasa interna de retorno

$$TIR = 111.84\%$$

Al igual como para Santa Teresa se puede hacer un cálculo de banco de condensadores para Cerro del Águila, el cual se muestra a continuación:

Tabla N° 4.9.- Resultados del cálculo del banco de potencia reactiva para todos los frentes Cerro del Águila

Frentes	MD	cos Φ 1	Φ 1	cos Φ 2	Φ 2	Qc	Comercial
FRENTE 1	1475	0.85	31.79	0.97	14.07	544.45	550.00
FRENTE 2	1414	0.85	31.79	0.97	14.07	521.94	520.00
FRENTE 3	1083	0.85	31.79	0.97	14.07	399.76	400.00
FRENTE 4	937	0.85	31.79	0.97	14.07	345.87	350.00
FRENTE 5	744	0.85	31.79	0.97	14.07	274.63	270.00
FRENTE 6	537	0.85	31.79	0.97	14.07	198.22	200.00
FRENTE 7	537	0.85	31.79	0.97	14.07	198.22	200.00
FRENTE 8	411	0.85	31.79	0.97	14.07	151.71	150.00
FRENTE 9	2422	0.85	31.79	0.97	14.07	894.01	890.00
FRENTE 10	1775	0.85	31.79	0.97	14.07	655.19	660.00
C. C. MAQUINAS	350	0.85	31.79	0.97	14.07	129.19	130.00
C. PRESA	350	0.85	31.79	0.97	14.07	129.19	130.00

I: costo de la inversión, incluye la mano de obra y materiales necesarios para dejar el equipo instalado (US\$)

Un banco de condensadores de 550 kVAR que nos vale 16,500 dólares.

Un banco de condensadores de 520 kVAR que nos vale 15,600 dólares.

Un banco de condensadores de 400 kVAR que nos vale 12,000 dólares.

Un banco de condensadores de 350 kVAR que nos vale 10,500 dólares.

Un banco de condensadores de 270 kVAR que nos vale 8,100 dólares.

Un banco de condensadores de 200 kVAR que nos vale 6,000 dólares.

Un banco de condensadores de 200 kVAR que nos vale 6,000 dólares.

Un banco de condensadores de 200 kVAR que nos vale 6,000 dólares.

Un banco de condensadores de 150 kVAR que nos vale 4,500 dólares.

Un banco de condensadores de 890 kVAR que nos vale 26,700 dólares.

Un banco de condensadores de 660 kVAR que nos vale 19,800 dólares.

Un banco de condensadores de 130 kVAR que nos vale 3,900 dólares.

Un banco de condensadores de 130 kVAR que nos vale 3,900 dólares.

En total la inversión para el frente 1 será de 139,500 dólares.

R: reducción del consumo (kVARh) obtenido con el banco de capacitores.

Usando la fórmula (4.6):

$$R(kVARh) = kWh * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

$$R(kVARh) = EkWh * (\tan 31.79^\circ - \tan 14.07^\circ)$$

$$R(kVARh) = 136,961,000 kWh * (0.619744 - 0.250623)$$

$$R(kVARh) = 50,555,181$$

A: Ahorro neto, este ahorro es la diferencia entre el ahorro debido a la reducción del consumo de energía y el costo de mantenimiento y operación.

Usando la fórmula (4.7):

$$A(US\$) = \frac{R * P'}{TC} - M$$

$$A(US\$) = \frac{50,555,181 * 0.0353}{2.8} - 0$$

$$A(US\$) = 637,356$$

$$\frac{US\$637,356}{US\$6,848,050} = 9.3\%$$

Payback: relación inversión/ahorro

Usando la fórmula (4.8):

$$Payback = \frac{I}{Ames}$$

$$Payback = \frac{139,500}{17,704}$$

$$Payback = 8 meses$$

TIR: Tasa interna de retorno

$$TIR = 141.48\%$$

Finalmente adicionalmente al ahorro en el cargo de potencia reactiva se puede calcular la reducción de las pérdidas en el cobre.

Ejemplo N° 4.1

En un transformador de 630 kVA, $P_{cu}=6500$ Vatios al pasar de $\cos\phi_{inicial}=0.7$ a un $\cos\phi_{final}=0.98$.

La reducción de pérdidas estará dada por:

$$\Delta P_{cu} = P_{cu \text{ inicial}} - P_{cu \text{ final}}$$

$$\text{De: } \frac{P_{cu \text{ final}}}{P_{cu \text{ inicial}}} = \frac{(\cos\phi_{inicial})^2}{(\cos\phi_{final})^2}$$

$$\text{Se obtiene: } \Delta P_{cu} = P_{cu \text{ inicial}} * \left(1 - \frac{(\cos\phi_{inicial})^2}{(\cos\phi_{final})^2}\right)$$

Reemplazando tendremos:

$$\Delta P_{cu} = 6500 * \left(1 - \frac{(0.7)^2}{(0.98)^2}\right)$$

$$\Delta P_{cu} = 3184 \text{ W}$$

4.7.-Motores Eléctricos de Alta Eficiencia

Todo lo que son motores de ventiladores, bombas, compresoras, shotcreteras tienen que ser de alta eficiencia en lugar de ser de eficiencia standard ya que ofrecerán grandes ahorros como veremos en el siguiente ejemplo:

Se hará un análisis económico utilizando el motor de una bomba de 37kW a distintos precios de la energía eléctrica, el de 5 centavos de dólar si se suministra energía de la red eléctrica y el de 20 centavos de dólar si suministra energía de los grupos electrógenos, los resultados se ven en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.10.-Comparación de motores de eficiencia standard y premium

	50 hp, 1800 rpm, 460 V	
	EPAct Standard	NEMA Premium
Eficiencia a Plena Carga	93.1	94.5
Eficiencia (al 75% carga)	93.6	95.1
Reducción de la Demanda (al 75% carga)		0.47 kW
Incremento Costo Motor		\$176
Ahorros de Energía al 75% carga (6000 hrs/año)		2,829 kWh/año
\$0.10 por kWh Payback(meses)		\$ 141.43 15
\$0.20 por kWh Payback(meses)		\$ 565.70 3.7

A continuación explicaremos como se obtuvo los resultados y para ello se usa la siguiente fórmula:

$$\Delta P(kW) = P_{hp} * 0.746 * FC * \left(\frac{1}{E_i} - \frac{1}{E_f} \right) \quad (4.9)$$

Donde:

$\Delta P(kW)$ = Reducción de la potencia en kW

P_{hp} = Potencia en HP

FC = Factor de carga

E_i = Eficiencia inicial

E_f = Eficiencia final

Reemplazando datos se obtiene:

$$\Delta P(kW) = 50 * 0.746 * 0.75 * \left(\frac{1}{0.936} - \frac{1}{0.951} \right)$$

$$\Delta P(kW) = 0.4714$$

De allí se puede hallar la energía que ahorramos en un año:

$$AE(kWh/a) = \Delta P(kW) * N^{\circ}h/a \quad (4.10)$$

$$AE(kWh/a) = 0.4714 * 6000$$

$$AE(kWh/a) = 2,829$$

Para hallar el ahorro al año:

$$A(US\$) = E(kWh/a) * CE \quad (4.11)$$

$$A(US\$) = 2,829 * 0.20$$

$$A(US\$) = 565.70$$

Finalmente hallar el payback:

$$Payback = \frac{I}{A} * 12$$

$$Payback = \frac{176}{565.70} * 12$$

$$Payback = 3.7 \text{ meses}$$

Y la tasa interna de retorno:

$$TIR = 317\%$$

Cabe mencionar que cada vez más fabricantes ofrecen software como el Effsave que permiten calcular los ahorros de energía al comprar motores más eficientes para hacer un análisis económico.

Por otro lado para el caso de la compresora no solo se recomienda un motor de alta eficiencia sino el uso de un tanque de aire (ver figura 4.9) , así la compresora no tendrá que trabajar cada vez que se requiera aire comprimido sino cada vez que el aire almacenado sea menor a la presión mínima fijada. Al instalar una compresora se debe

fijar el rango de presiones a las cuales vamos a trabajar, dichas presiones como máximo difieran en un bar. Para el caso de las obras de la central de Huanza hemos fijado el valor de 7 a 7.8 bares.



Fig. 4.9.-Tanque para el aire comprimido

4.8. Variador de Velocidad

Cuando se hacen los cálculos de los ventiladores se hacen para cuando el túnel va estar al 100% pero esto es cierto solamente al final por ello se necesitan reguladores de velocidad sino se estará sobre ventilando y gastando mayor energía.

A continuación como ejemplo se seleccionará un regulador de velocidad y se calculará el porcentaje de ahorro en energía para un ventilador de 100HP (ventilador usado en las obras de la central de Huanza). Los cálculos se hicieron con el FanSave, el cual nos permite realizar una evaluación económica.

4.8.1.-Selección de un regulador de velocidad

Con el fin de seleccionar un regulador de velocidad se tendrá que ingresar las especificaciones técnicas del ventilador, la eficiencia de la transmisión y las especificaciones técnicas del motor y del suministro, y las características de la operación, como se muestra a continuación:

a).-Especificaciones técnicas del ventilador

Según datos del fabricante:

- Tipo de ventilador: Axial Bi-Etápico
Tipo: Radial
- Caudal: 35000 CFM(16.52 m³/seg)
- Incremento de presión: 3000 Pa
- Eficiencia a los 4000 msnm: 80.25%

El ingreso de estos datos se muestra en la siguiente figura 4.10:

Fan Data

Fan type: Axial Flow Impeller type: Radial blades (R)

Nominal volume flow: 16,52 m³/s = 59472 m³/h

Pressure increase: 3000 Pa Efficiency: 80%

Fig. 4.10.-Ingreso de las especificaciones técnicas del ventilador

b).-Eficiencia de la transmisión

Se considera 100%.

El ingreso de este dato se muestra en la siguiente figura 4.11:

Transmission **Existing Flow Control**

Efficiency: 100.0 % Inlet vanes

Fig. 4.11.-Ingreso de la eficiencia de la transmisión

c).- Especificaciones técnicas del motor y del suministro

Tomando los datos de placa:

- Voltaje: 440V
- Número de fases: 3 fases
- Corriente Nominal: 169 A
- Potencia (kW): 75kW, Potencia(Hp):100Hp
- Eficiencia: 95%

El ingreso de estos datos se muestra en la siguiente figura 4.12:

Motor and Supply Data

Supply voltage: 460 V 380/400/415 V

Motor power: 75 kW Required motor power: 67.6 kW

Motor efficiency: 95.0 % including 10% safety margin

Fig. 4.12.- Ingreso de las especificaciones técnicas del motor y del suministro

d).-Características de la operación

Se tiene que saber de las 8760 horas que va trabajar este ventilador al año cuantas horas va trabajar a plena carga, al 90% de la carga, al 80%, al 70%, al 60%, al 50%, al 40%, al 30%, etc.

Para el caso de túneles el incremento del caudal expresado en (m³/s) es lineal en función del tiempo como se muestra en la figura 4.13, estando las 876 primeras horas a un 20% del caudal, las 876 horas siguientes a un 30% del caudal y así sucesivamente hasta llegar a solo un 20%, es decir 1752 horas, a plena carga.

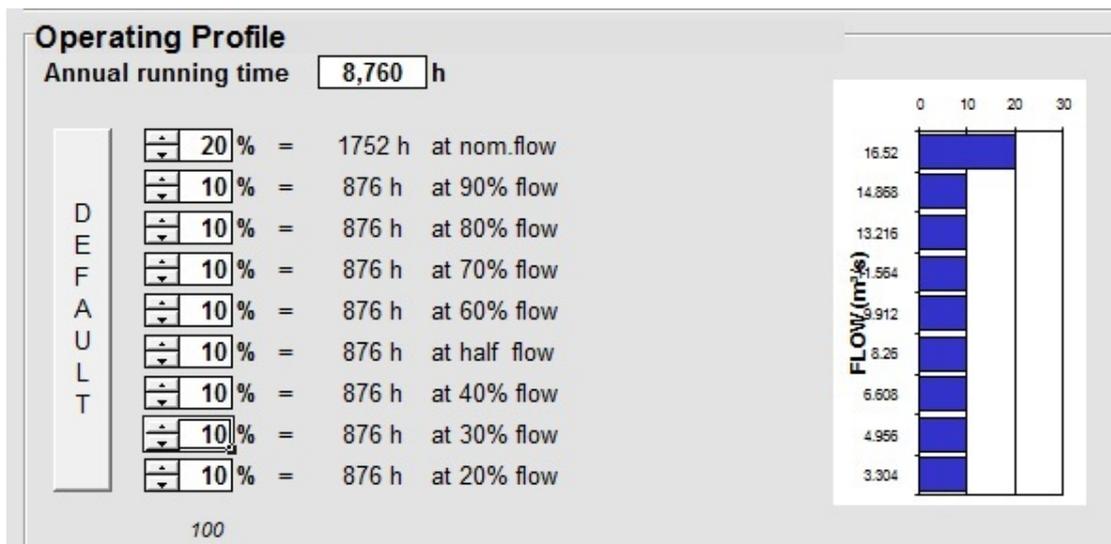


Fig. 4.13.- ingreso de las características de la operación

Finalmente el software selecciona el siguiente modelo como se ve en la figura:

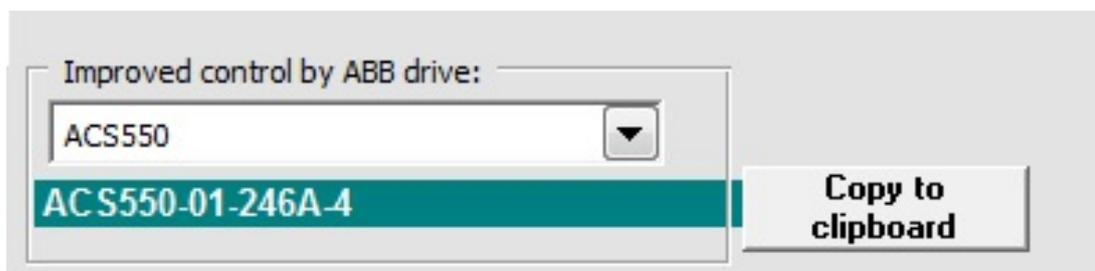


Fig. 4.14.-Selección de modelo por parte del software

e).-Calculo del porcentaje de Ahorro de Energía

El software calculará lo siguiente:

- La potencia específica del ventilador, que se define en la siguiente fórmula:

$$Pe = \frac{P}{Q} \quad (4.12)$$

Donde:

Pe = Potencia específica en kW/(m³/s)

P = Potencia en kW

Q = Caudal en m³/s

- El porcentaje de ahorro
- El consumo de energía anual sin regulador de velocidad en MWh
- El consumo de energía anual con regulador de velocidad en MWh
- El ahorro anual de energía en MWh

Que es la diferencia entre el consumo sin regulador de velocidad y el consumo con regulador de velocidad.

Dichos resultados se muestran en la siguiente figura 4.15:

Results	
Specific fan power	3.9 kW/(m ³ /s)
Saving percentage	27.4 %
Annual energy consumption:	
with existing control method	338 MWh
with improved control method	245 MWh
Annual energy saving	93 MWh

Fig. 4.15.- Resultados del cálculo del porcentaje de ahorro de energía

f).-Evaluación Económica

Para poder realizar una evaluación económica se tendrá que ingresar los siguientes datos económicos:

- El precio de la energía en \$/kWh, para el caso del suministro de la red eléctrica estamos considerando nuestro ratio para el precio de la energía de 0.05 \$/kWh.
- La inversión por la compra del regulador de velocidad, estamos considerando una de 8,607 dólares.
- La tasa de interés, estamos considerando una del 10%.
- El tiempo de servicio de 3 años que es lo que durará la obra.

El ingreso de estos datos se muestra en la siguiente figura:

Economic Data	
Currency	\$
Energy price	0.05 \$/kWh
Investment cost	8,607 \$
Interest rate	10.0 %
Service life	3.0 years

Fig. 4.16.-Ingreso de datos económicos

En base a ello se pueden obtener resultados económicos como:

- Ahorro anual en dólares
- Payback en años
- VAN (Valor Actual Neto)

Cuyos valores se muestran a continuación:

Economic Results	
Annual saving	4,639 \$
Payback period	1.9 years
Net present value	2,931 \$

Fig. 4.17.- Resultados económicos para un precio de la energía de 0.05 \$/kWh

Se observa por el payback que se recupera la inversión en aproximadamente en 23 meses.

Si se calcula la tasa interna de retorno (TIR) esta será de 28.49%.

Si se estaría trabajando con grupos electrógenos se consideraría nuestro ratio para el precio de la energía que es de 0.20 \$/kWh, el cual se ingresa en la figura siguiente:

Economic Data	
Currency	\$
Energy price	0.20 \$/kWh
Investment cost	8,607 \$
Interest rate	10.0 %
Service life	3.0 years

Fig. 4.18.- Ingreso de datos económicos

Obtendríamos los resultados que se ven en la siguiente figura:

Economic Results	
Annual saving	18,558 \$
Payback period	0.5 years
Net present value	37,543 \$

Fig. 4.19.- Resultados económicos para un precio de la energía de 0.20 \$/kWh

Observamos que el payback disminuye lo que quiere decir que recuperamos la inversión en menor tiempo, aproximadamente medio año.

Si se calcula la tasa interna de retorno (TIR) esta será de 208.62 %.

Finalmente se muestra un tablero con regulador de velocidad como se ve en la figura este no ocupa mayor espacio, así que no es una limitante para su uso.



Fig. 4.20.-Tablero con variador de velocidad

4.9.- Iluminación eficiente

Se puede conseguir reducir el consumo energético del alumbrado de un túnel mediante los siguientes medios [23]:

- Distribuciones fotométricas adaptadas a la geometría del túnel, es decir, distribuciones que permitan obtener la mejor relación lux/cd/m².
- Optar por una luminaria de gran hermeticidad, que conserve las prestaciones fotométricas a lo largo del tiempo y garantice los factores de mantenimiento elevados mediante una limitación sensible del deterioro luminoso.

La Norma Técnica "Uso de la Electricidad en Minas" en lo que respecta a iluminación explícitamente dice: los niveles de alumbrado serán de magnitud suficiente para asegurar que todos los equipos se puedan distinguir claramente y todos los instrumentos y etiquetas puedan leerse fácilmente. Se proveerá de un sistema de alumbrado de emergencia cuando exista la posibilidad de peligro al personal por causa de una falla en el sistema de alumbrado.

Para el caso de iluminación de emergencia se recomienda el uso de leds. La tecnología LED (diodos electroluminiscentes) ofrece una vida útil muy larga, lo que permite prolongar los intervalos entre operaciones de mantenimiento, tan costosas en los túneles. Los LED ya son muy utilizados para las aplicaciones de balizamiento o de señalización. La Balizas BJ y BT LED también incorporan esta tecnología.

Ejemplo

A continuación, se presenta un ejemplo donde se considera el caso de una luminaria de dos fluorescentes de 36 W que serán reemplazados por dos de 32 W, operando 8600 horas al año:

El ahorro anual de energía se calcula con la fórmula (4.10), para este caso pondremos el ejemplo de los túneles de la central Cerro del Águila que con un metrado de 9,585m se necesitarían 1,917 luminarias espaciadas 5m.

Lo que significaría un ahorro de:

$$AE(kWh/a) = \Delta P(kW) * N^{\circ}h/a$$

$$AE = 1917 * 2 * (36 - 32) * 8600$$

$$AE = 131,890 kW.h / año$$

Con un precio de la energía de \$ 0.05 y utilizando la fórmula (4.11) se puede hallar un ahorro en dólares anual de:

$$A(US\$) = E(kWh/a) * CE$$

$$A(US\$) = 131,890 * 0.05$$

$$A(US\$) = 6,594$$

Adicionalmente no se podría hablar de iluminación eficiente si nuestros hábitos no son los adecuados. La iluminación no necesaria, como la que se muestra en la foto 4.21, debe ser evitada:



Fig. 4.21.-Luminaria encendida indebidamente

4.10.- Introducir tecnologías de menor contaminación ambiental

Finalmente, con el fin de reducir el Impacto Ambiental (emisiones gaseosas de CO₂), se debe tomar el ratio del país en que estamos, dicho ratio indica cuantos kg de emisión de CO₂ se producen por cada kWh de energía que consumimos. Con ello se puede hallar cuál será la reducción anual de CO₂ al implementar ciertas tecnologías.

Para el caso del ventilador de 100HP se puede decir que usando regulador de velocidad en un año evitamos producir 46 toneladas de CO₂ valor calculado con un ratio de 0.5kg/kWh de la siguiente manera:

$$93,000kWh * \frac{0.5kg}{kWh} = 46.5 \text{ toneladas}$$

O como se muestra en la figura:

Annual CO2 reduction	46	t
CO2 emission	0.5	kg/kWh

Fig. 4.22.-Tomado del FanSave

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Se ha obtenido un modelo que permite optimizar el consumo de energía eléctrica en excavación de túneles, a partir de la optimización del diseño de las instalaciones eléctricas y aplicando los principios de la eficiencia energética con el fin de aumentar la rentabilidad de este tipo de proyectos al disminuir los costos de energía eléctrica.
2. Las fases de optimización de la tesis considera:
 - a. Análisis de la demanda
 - b. Optimización del diseño de las instalaciones eléctricas
 - c. Optimización del consumo de energía
 - d. Análisis de la rentabilidad del proyecto
3. Esta secuencia permite minimizar los costos de suministro de la energía eléctrica y cuya propuesta puede ser replicada y ser de utilidad para proyectos similares.
4. Definir los niveles de tensión y la configuración de la red eléctrica adecuadamente permitirá dimensionar los cables de media y baja tensión con el fin de tener las menores pérdidas eléctricas. Aquí se concluye que para frentes que tengan distancias mayores a los 500m se debería transmitir en media tensión (4.16kV) y para distancias mayores a los 2500m se debería transmitir en 13.8kV.
5. Las instalaciones eléctricas para los túneles requieren ser diseñadas para ser muy flexibles, es decir adaptarse a los requerimientos de las obras civiles, y soportar un ambiente muy hostil. Es por ello que se concluye que es muy importante las adecuadas selecciones de la protección mecánica (IP o NEMA) y del conductor.
6. Al adquirir grupos electrógenos el no tomar en cuenta el consumo específico que tiene el equipo, es decir el ratio de cuantos kWh se generan por galón de combustible, con el fin de compararlo entre los distintos proveedores puede generar grandes pérdidas económicas.
7. Solo colocando un medidor de energía en las subestaciones principales se podrá aplicar control de la demanda (Demand Side Management) y monitoreo y fijación de metas (Monitoring and Targeting). El hecho de fijar como meta un factor de

calificación de 0.49 puede representar un ahorro de alrededor del 11% en la facturación de energía.

8. La compensación reactiva debe ser tomada en cuenta a partir de una comparación económica entre lo que se gasta en energía reactiva, que puede representar un 10% del costo total de energía, y el costo del banco de condensadores.
9. Los ventiladores que se usan para excavación de túneles siempre tienen que usar un regulador de velocidad debido a que se diseña el ventilador para cuando el túnel va estar con su longitud completa, es decir la mayor parte del tiempo se desperdicia energía sobre ventilando. Estos desperdicios están sobre el 30% del consumo de energía que tienen los ventiladores.
10. La eficiencia energética se puede usar para instalaciones y equipamiento temporal a partir de un año ya que los payback que se obtienen en los distintos cambios tecnológicos propuestos son menores a un año.
11. La evaluación de la conveniencia de utilizar suministro desde una central de generación térmica o desde la interconexión con otras redes, es una evaluación que tiene evaluarse en cada caso pues dependerá de las condiciones específicas de cada proyecto, se presenta un modelo de evaluación.

RECOMENDACIONES

1. A pesar de tener redes eléctricas cercanas en la mayoría de casos es necesario tener grupos electrógenos por motivos de contingencia cuando la relación de la inversión total entre el número de meses es mayor a la inversión que se haría en grupos electrógenos.
2. Se recomienda usar transformadores secos al interior de los túneles, por tres razones necesitan poco espacio, poco mantenimiento y tienen baja probabilidad de incendio.
3. Se recomienda usar transformadores de alta eficiencia, se puede consultar el Standard NEMA TP 1-2002: "Guía para la determinación de la eficiencia para transformadores de distribución" que se adjunta.
4. Para alimentar la iluminación se recomienda un sistema trifásico con neutro y el uso de balastro electrónico para evitar las grandes caídas de tensión.
5. Si la potencia contratada es menor igual a 2.5MW se recomienda ser cliente regulado. Si es mayor a los 2.5MW se recomienda negociar con el concesionario en base a las tarifas del cliente regulado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Robles, Nerio."Excavación y Sostenimiento de Túneles en Roca", CONCYTEC-Perú,1994.
- [2]. David Gutiérrez Mabama, "Planeamiento presupuestal para obras subterráneas", Graña y Montero-Perú, 2004.
- [3]. ATLAS COPCO, Especificaciones técnicas de los equipos
- [4]. Código Nacional de Electricidad Utilización, Sección 380: "Instalación en túneles", Ministerio de Energía y Minas - Perú, 2006
- [5]. Norma Técnica "Uso de la Electricidad en Minas", R. M. N° 308-2001-EM/VME, Ministerio de Energía y Minas - Perú, 2001
- [6]. "Eficiencia energética", proyecto para el Ahorro de Energía-PAE, Ministerio de Energía y Minas – Perú
- [7]. Guía de orientación del uso eficiente de la energía y de diagnóstico energético en Minería Metálica, Dirección General de Electricidad del MEM-Perú
- [8]. Norma IEC 60529, "Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)", Edición 2.1 2001-02
- [9]. NEC 1999 National Electrical Code, Sección 210-20
- [10]. Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE),"Situación Tarifaria en el sector Eléctrica Peruano".
- [11]. "Instalaciones Eléctricas Industriales", Tecsup Campus Virtual
- [12]. Janusz Maruszczyk, Michel Lhenry, Mikko Helinko, Zbigniew Korendo, "Definición de normas mundiales de eficiencia energética", Revista ABB - 3/2009
- [13]. Quispe O Enrique,"Visión Integral para el Uso Racional de Energía-URE en la aplicación de Motores de Inducción", II Simposio Internacional de Energía-TECSUP-Lima, Perú, Agosto 2003
- [14]. Sistemas de Iluminación, Procobre-Perú
- [15]. "Antecedentes sobre eficiencia energética en Chile en los sectores industrial y minero", Gamma Ingenieros S.A.
- [16]. Alberto Sandoval Rodriguez, "Eficiencia Energética",Contacto Empresarial Edelnor

- [17]. Sección 39: Instalación en Túneles, Código Nacional de Electricidad-Suministro 2011
- [18]. Norma IEC 60617-SN, "Graphical symbols for diagrams", 2011-01
- [19]. Norma IEC 61082-1, "Preparation of documents used in electrotechnology", 2006-04
- [20]. Luis María Checa, "Líneas de Transporte de Energía", Alfaomega
- [21]. Sección 050: Cargas de Circuitos y Factores de Demanda, Código Nacional de Electricidad-Utilización 2006
- [22]. Norma N° 1908-2001 OS/CD – "Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuario final", OSINERGMIN.
- [23]. Fillipo A.Gugliandolo/Eduardo Ismodes/Ricardo Tello, "Ahorre Energía Eléctrica"

ANEXO B: CUADRO DE CARGAS ELECTRICAS REQUERIDAS

PROYECTO : CENTRAL HIDROELECTRICA HUANZA

Subestacion SE1

VENTANA N° 1 y TUNEL						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	4.00	11.25	45.00	0.80	0.80	28.80
VENTILADORES	3.00	112.50	337.50	0.80	0.95	256.50
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
ILUMINACIÓN	1.00	21.30	21.30	1.00	1.00	21.30
CARGADOR CONTINUO	0.00	55.00	0.00	1.00	0.80	0.00
			842.30		0.75	631.44

817.16 KVA

800 KVA

KW KVA

Subestacion SE1A	Celdas en media tensión.	
Subestacion SE1B	151.54	196.11 250 KVA
Subestacion SE1C	151.54	196.11 250 KVA

Subestacion SE2

VENTANA N° 2 y TUNEL						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	4.00	11.25	45.00	0.80	0.80	28.80
VENTILADORES	2.00	112.50	225.00	0.80	0.95	171.00
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
ILUMINACIÓN	1.00	31.05	31.05	1.00	1.00	31.05
CARGADOR CONTINUO	1.00	55.00	55.00	1.00	0.80	44.00
			794.55		0.75	599.69

776.07 KVA

1000 KVA por futuras cargas

KW KVA

Subestacion SE2A	Celdas en media tensión.	
Subestacion SE2B	205.29	265.67 250 KVA
Subestacion SE2C	205.29	265.67 250 KVA

Subestacion SE3

VENTANA N° 3 y TUNEL						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	4.00	11.25	45.00	0.80	0.80	28.80
VENTILADORES	4.00	112.50	450.00	0.80	0.95	342.00
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
ILUMINACIÓN	1.00	30.75	30.75	1.00	1.00	30.75
CARGADOR CONTINUO	1.00	55.00	55.00	1.00	0.80	44.00
			1,019.25		0.76	770.39

996.98 KVA

1000 KVA

KW KVA

Subestacion SE3A	Celdas en media tensión.	
Subestacion SE3B	204.99	265.28 250 KVA
Subestacion SE3C	204.99	265.28 250 KVA

Subestacion SE4

VENTANA N° 4 y TUNEL						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	4.00	11.25	45.00	0.80	0.80	28.80
VENTILADORES	3.00	112.50	337.50	0.80	0.95	256.50
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
ILUMINACIÓN	1.00	7.20	7.20	1.00	1.00	7.20
CARGADOR CONTINUO	1.00	55.00	55.00	0.80	0.80	35.20
			883.20		0.74	652.54

844.46 KVA

800 KVA

KW KVA

Subestacion SE4A	Celdas en media tensión.	
Subestacion SE4B	172.64	223.42 250 KVA
Subestacion SE4C	172.64	223.42 250 KVA

Subestacion SE5

TOMA PALLCA Y BOCA DE ENTRADA						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	2.00	11.25	22.50	0.80	0.80	14.40
VENTILADORES	1.00	112.50	112.50	0.80	0.95	85.50
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	30.00	30.00	0.80	0.80	19.20
ILUMINACIÓN	1.00	4.05	4.05	1.00	1.00	4.05
CARGADOR CONTINUO	0.00	55.00	0.00	1.00	0.80	0.00
			587.55		0.74	435.19

563.19 KVA

800 KVA para standarizar

KW KVA

Subestacion SE5C	119.89	155.15 250 KVA
-------------------------	--------	----------------

Subestacion SE6

PORTAL DE SALIDA Y TUBERÍA FORZADA						
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	2.00	11.25	22.50	0.80	0.80	14.40
VENTILADORES	2.00	112.50	225.00	0.80	0.95	171.00
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
MAQUINA DE SOLDAR	2.00	20.00	40.00	0.80	0.80	25.60
ILUMINACIÓN	1.00	8.40	8.40	1.00	1.00	8.40
CARGADOR CONTINUO	0.00	55.00	0.00	1.00	0.80	0.00
			734.40		0.74	544.24

704.31 KVA

800 KVA

KW KVA

Subestacion SE6A	124.24	160.78 250 KVA
-------------------------	--------	----------------

Subestacion SE7
CHANCADORA Y PLANTA DE CONCRETO

EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE SIMULTANEIDAD	TOTAL KW
ZARANDA N° 01	1.00	30.00	30.00	0.90	0.80	21.60
ZARANDA N° 02	1.00	30.00	30.00	0.90	0.80	21.60
PLANTA CCR	1.00	194.00	194.00	0.80	1.00	155.20
PLANTA DE CONCRETO	1.00	120.00	120.00	0.85	0.80	81.60
ILUMINACION	1.00	10.00	10.00	1.00	1.00	10.00
TALLER	5.00	20.00	100.00	0.85	0.80	68.00
OFICINA	1.00	15.00	15.00	1.00	1.00	15.00
CHANCADORA SECUNDARIA	1.00	200.00	200.00	0.85	0.50	85.00
			699.00		0.66	458.00

592.71 KVA

1000 KVA por futuras cargas

Subestacion SE8
CASA DE MÁQUINAS Y TUBERIA FORZADA

EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
MAQUINAS DE SOLDAR	5.00	10.00	50.00	0.80	0.80	32.00
ILUMINACIÓN	1.00	20.00	20.00	1.00	1.00	20.00
BOMBAS DE AGUA	6.00	11.25	67.50	0.80	0.80	43.20
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
VARIOS	1.00	10.00	10.00	0.80	0.80	6.40
			167.50		0.68	114.40

148.05 KVA

400 KVA por futuras cargas

Subestacion SE9
CAMPAMENTOS

EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	MAXIMA DEMANDA
Caseta de Vigilancia entrada p	1.00	5.15	5.15	0.85	0.80	3.50
Caseta de Vigilancia entrada c	1.00	5.15	5.15	0.85	0.80	3.50
Vivienda ejecutivos de supervi	1.00	29.41	29.41	0.85	0.80	20.00
Vivienda empleados de superv	1.00	25.00	25.00	0.85	0.80	17.00
Vivienda empleados de superv	1.00	25.00	25.00	0.85	0.80	17.00
Vivienda empleados de Conso	1.00	29.41	29.41	0.85	0.80	20.00
Vivienda empleados de Conso	1.00	25.00	25.00	0.85	0.80	17.00
Vivienda ejecutivos de Consor	1.00	25.00	25.00	0.85	0.80	17.00
Vivienda ejecutivos de Consor	1.00	29.41	29.41	0.85	0.80	20.00
Vivienda clientes CONEHUA.	1.00	29.41	29.41	0.85	0.80	20.00
Cocina y Comedor.	1.00	22.06	22.06	0.85	0.80	15.00
Cocina y Comedor.	1.00	70.59	70.59	0.85	0.80	48.00
Cocina y Comedor.	1.00	14.71	14.71	0.85	0.80	10.00
Carpa de almacenamiento de	1.00	10.29	10.29	0.85	0.80	7.00
Vivienda de capataces y super	1.00	22.06	22.06	0.85	0.80	15.00
Vivienda de capataces y super	1.00	22.06	22.06	0.85	0.80	15.00
Vivienda de obreros	1.00	36.76	36.76	0.85	0.80	25.00
Vivienda de obreros	1.00	58.82	58.82	0.85	0.80	40.00
Vivienda de obreros	1.00	58.82	58.82	0.85	0.80	40.00
Vivienda de obreros	1.00	58.82	58.82	0.85	0.80	40.00
Vivienda de obreros	1.00	58.82	58.82	0.85	0.80	40.00
Sala de recreación obreros.	1.00	26.47	26.47	0.85	0.80	18.00
Sala de recreación empleados	1.00	20.59	20.59	0.85	0.80	14.00
Lavandería.	1.00	38.24	38.24	0.85	0.80	26.00
Taller de cimbras	1.00	7.35	7.35	0.85	0.80	5.00
Almacén de fierro corrugado.	1.00	7.35	7.35	0.85	0.80	5.00
Taller de carpintería.	1.00	22.06	22.06	0.85	0.80	15.00
Bodega taller mecánico	1.00	29.41	29.41	0.85	0.80	20.00
Bodega almacén	1.00	22.06	22.06	0.85	0.80	15.00
Posta médica	1.00	5.88	5.88	0.85	0.80	4.00
Sala de capacitación	1.00	19.12	19.12	0.85	0.80	13.00
Oficina de consorcio.	1.00	17.65	17.65	0.85	0.80	12.00
Oficina de consorcio.	1.00	47.06	47.06	0.85	0.80	32.00
Laboratorio de consorcio.	1.00	11.76	11.76	0.85	0.80	8.00
Laboratorio de cliente	1.00	7.35	7.35	0.85	0.80	5.00
Oficina de supervisión.	1.00	33.82	33.82	0.85	0.80	23.00
Planta de tratamiento de agua	1.00	13.24	13.24	0.85	0.80	9.00
Planta de tratamiento de agua	1.00	1.47	1.47	0.85	0.80	1.00
Bomba de agua de succión a l	1.00	4.41	4.41	0.85	0.80	3.00
Oficina cliente Conehua	1.00	14.71	14.71	0.85	0.80	10.00
Iluminación Exterior.	1.00	11.00	11.00	1.00	1.00	11.00
			1,081.59			739.00

956.35 KVA

1000 KVA
Subestacion SE10
VENTANA PARA CONEXIÓN TUBERÍA CONAY.

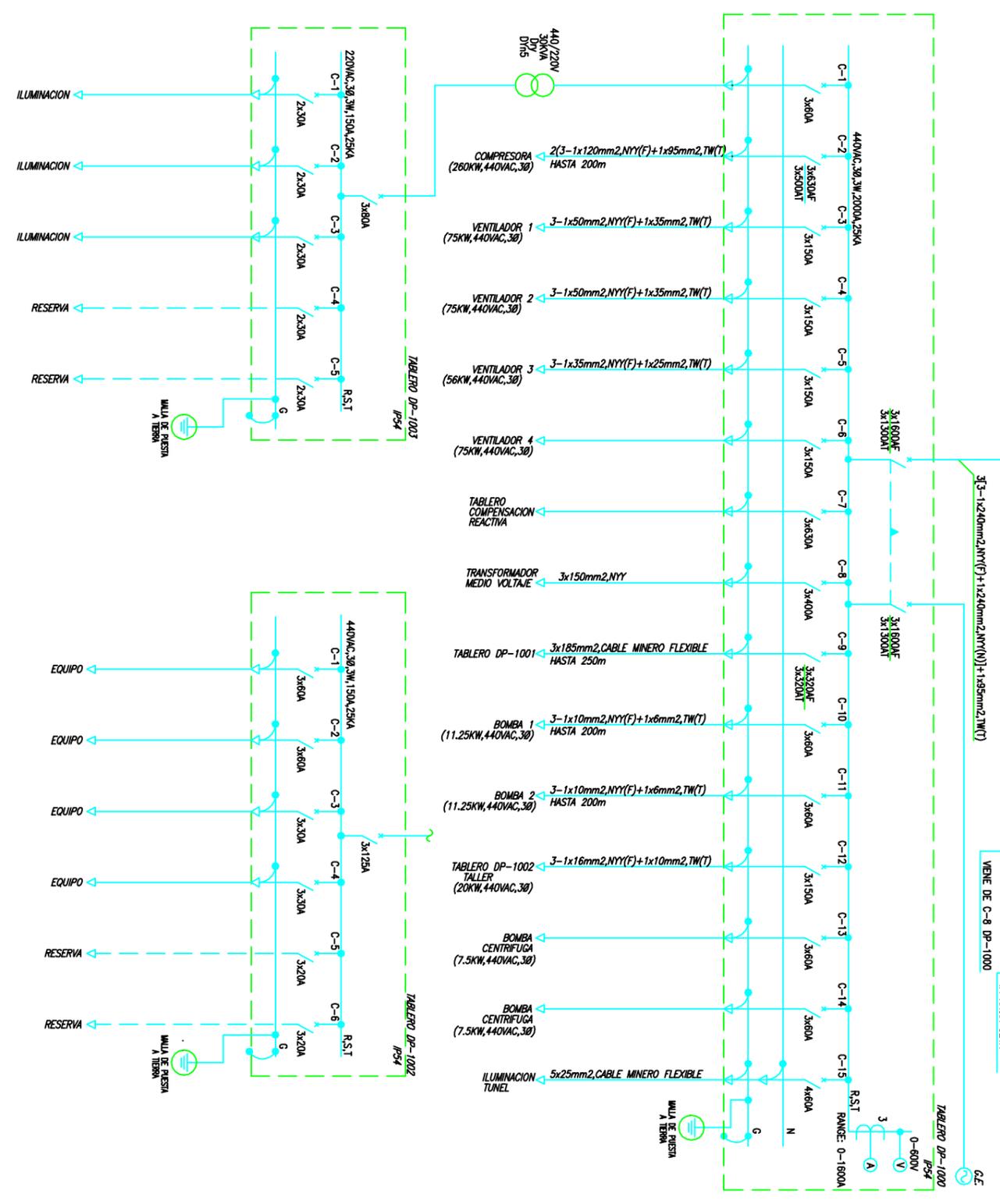
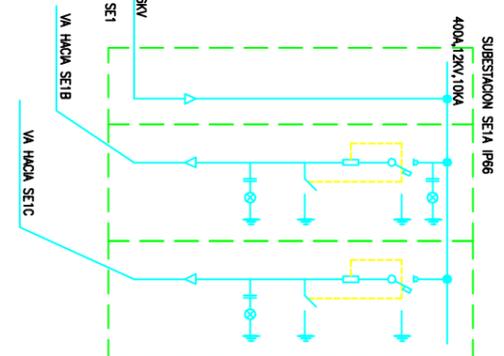
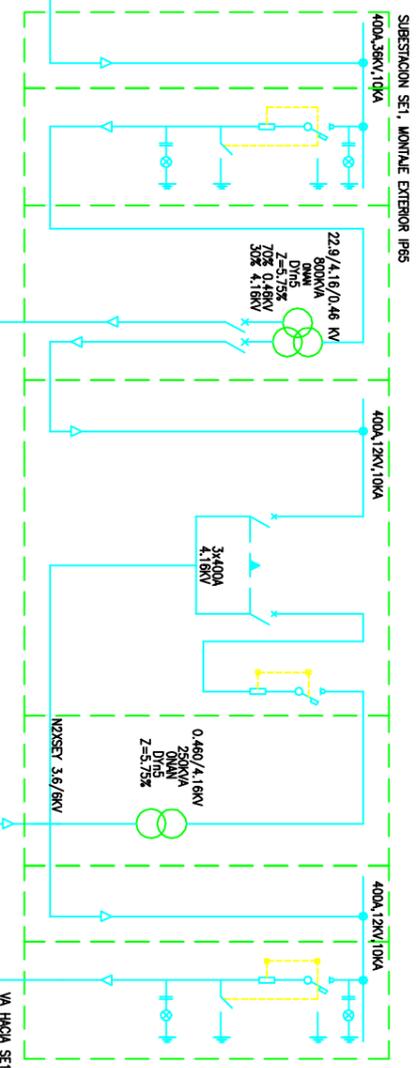
EQUIPOS	CANTIDAD	POT. KW	TOT. KW	FAC. DE CARGA	FAC. DE DIVERSIDAD	TOTAL KW
JUMBO	1.00	150.00	150.00	0.80	0.80	96.00
COMPRESORA 980 PCM	1.00	260.00	260.00	0.90	0.90	210.60
BOMBAS DE AGUA	2.00	11.25	22.50	0.80	0.80	14.40
VENTILADORES	1.00	75.00	75.00	0.80	0.95	57.00
SHOCRETERA 10 M3/HR.	1.00	8.50	8.50	0.80	0.80	5.44
TALLER	1.00	20.00	20.00	0.80	0.80	12.80
MAQUINA DE SOLDAR	2.00	20.00	40.00	0.80	0.80	25.60
ILUMINACIÓN	1.00	8.40	8.40	1.00	1.00	8.40
CARGADOR CONTINUO	1.00	55.00	55.00	1.00	1.00	55.00
			639.40		0.76	485.24

627.96 KVA

800 KVA para standarizar

TOTAL POTENCIA INSTALADA, KW	7,448.74	POTENCIA A USAR, KW	5,430.13
-------------------------------------	-----------------	----------------------------	-----------------

ANEXO C



VENTANA 1 (1 DE 2)

ANEXO D: Dimensionamiento de Cables en Media Tensión Interior y Exterior Túneles

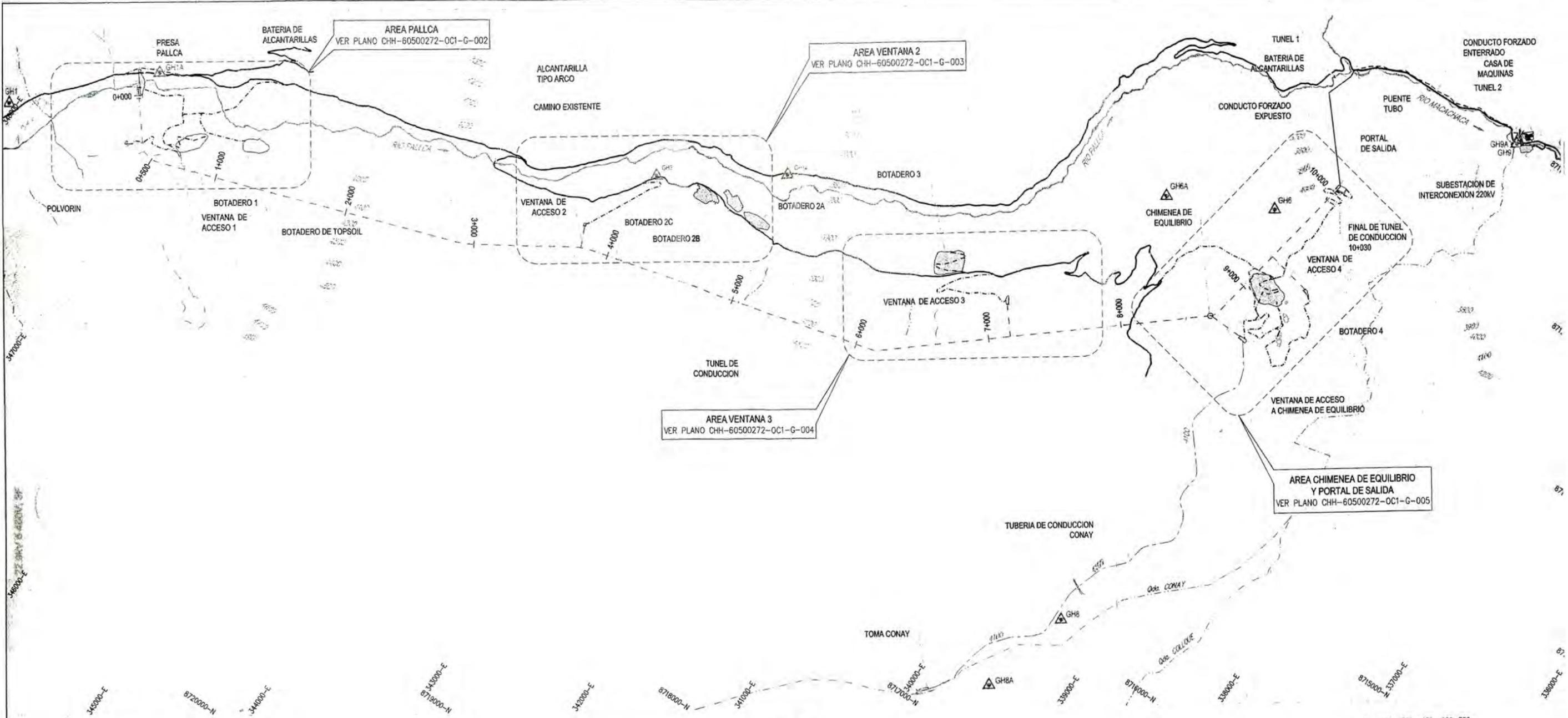
De	A	Descripción	TIPO	KVA	Voltaje (V)	Carga (KW)	In (A)	Fc. Tabla 5A	In cable (A)	Ic (A)	Interr. (A)	Condición Ic>In	Sección (mm2)	Long (Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	ΔV (V)	Max ΔV (V)	Condición ΔV<Max ΔV	Nº Ternas	Tipo de conductor	
L.T.	Subestacion SE1	Entrada Ventana 1	I	800	22900	631.44	18.73	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.9927	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
Subestacion SE1	Subestacion SE1A	Subestacion en Tunel (cruce), sin transformador	II																			
Subestacion SE1A	Subestacion SE1B	Subestacion en Frente 1	III	250	4160	151.54	24.74	0.96	135	129.60	63	Correct	25	1.62	0.927	0.1379	59.7486	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
Subestacion SE1A	Subestacion SE1C	Subestacion en Frente 8	III	250	4160	151.54	24.74	0.96	135	129.60	63	Correct	25	0.4992	0.927	0.1379	18.4114	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
L.T.	Subestacion SE2	Entrada Ventana 2	I	1000	22900	599.69	17.79	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.9428	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
Subestacion SE2	Subestacion SE2A	Subestacion en Tunel (cruce), sin transformador	II																			
Subestacion SE2A	Subestacion SE2B	Subestacion en Frente 2	III	250	4160	205.29	33.52	0.96	135	129.60	63	Correct	25	1.319	0.927	0.1379	65.9020	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
Subestacion SE2A	Subestacion SE2C	Subestacion en Frente 3	III	250	4160	205.29	33.52	0.96	135	129.60	63	Correct	25	1.773	0.927	0.1379	88.5854	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
L.T.	Subestacion SE3	Entrada Ventana 3	I	1000	22900	770.39	22.85	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	1.2112	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
Subestacion SE3	Subestacion SE3A	Subestacion en Tunel (cruce), sin transformador	II																			
Subestacion SE3A	Subestacion SE3B	Subestacion en Frente 4	III	250	4160	204.99	33.47	0.96	135	129.60	63	Correct	25	1.548	0.927	0.1379	77.2306	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
Subestacion SE3A	Subestacion SE3C	Subestacion en Frente 5	III	250	4160	204.99	33.47	0.96	135	129.60	63	Correct	25	1.515	0.927	0.1379	75.5842	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
L.T.	Subestacion SE4	Entrada Ventana 4	I	800	22900	652.54	19.35	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	1.0259	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
Subestacion SE4	Subestacion SE4A	Subestacion en Tunel (cruce) y Frente 7, sin trar	II																			
Subestacion SE4A	Subestacion SE4B	Subestacion en Frente 6	III	250	4160	172.64	28.19	0.96	135	129.60	63	Correct	25	0.655	0.927	0.1379	27.5213	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
Subestacion SE4B	Subestacion SE4C	Subestacion en Frente 7	III	250	4160	172.64	28.19	0.96	135	129.60	63	Correct	25	0.655	0.927	0.1379	27.5213	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
L.T.	Subestacion SE5	Entrada Toma Pallpa	I	800	22900	435.19	12.91	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.6842	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
Subestacion SE5	Subestacion SE1C	Subestacion en Frente 8	III	250	4160	119.89	19.58	0.96	135	129.60	63	Correct	25	0.3958	0.927	0.1379	11.5490	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
L.T.	Subestacion SE6	Entrada Portal de Salida	I	800	22900	544.24	16.14	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.8556	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
Subestacion SE6	Subestacion SE6A	Subestacion en Frente 7	III	250	4160	124.24	20.29	0.96	135	129.60	63	Correct	25	0.835	0.927	0.1379	25.2484	166.40	Correct	1	3x25mm2(P) N2XSEY.	
L.T.	Subestacion SE7	Planta de concreto	III	1000	22900	458.00	13.58	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.7200	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
L.T.	Subestacion SE8	Casa de máquinas	III	400	22900	114.40	3.39	0.81	245	199.21	25	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.1799	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
L.T.	Subestacion SE9	Campamentos	III	1000	22900	739.00	21.92	0.81	200	162.62	63	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	1.1618	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	
L.T.	Subestacion SE10	Ventana conexión tubería Conay.	I	800	22900	485.24	14.39	0.81	200	162.62	63	Correct	50	0.06	0.494	0.1711	0.7629	916.00	Correct	1	3x50mm2(P) N2XSY.	

ANEXO E: DIMENSIONAMIENTO DE CABLES ILUMINACIÓN INTERIOR TUNELES.

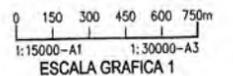
TENSION 254.03 VAC Fase - Neutro
 DISTANCIA TUNEL 4000 m
 DISTANCIA ENTRE LUM. 24 m
 LAMPARAS 2x32 W 64 W Balasto Electronico Rango 120 277 VAC
 120 254.03
 $\rho(Top=80^{\circ}C) = 0.02125576 \text{ Ohm.mm}^2/m$

DE	A	Carga (W)	Voltaje (Volts)	Cosφ	In Carga (A)	Fc.	In cable (A)	Ic cable (A)	Condición Ic>In	S(mm²)	Distancia /Long (m)	ΔV(V)	ΔV(%)	ΣΔV(V)	ΣΔV(%)	Max ΔV (V)	Condición ΔV<Max ΔV
Exterior Lighting																	
SE1A	Lámpara 1	10688	254.03412	0.96	25.30	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.169	0.46%	1.17	0.46%	134.03	Correct
Lámpara 1	Lámpara 3	10624	254.03412	0.96	25.15	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.162	0.46%	2.33	0.92%	134.03	Correct
Lámpara 4	Lámpara 6	10560	254.03412	0.96	25.00	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.155	0.45%	3.49	1.37%	134.03	Correct
Lámpara 7	Lámpara 9	10496	254.03412	0.96	24.85	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.148	0.45%	4.63	1.82%	134.03	Correct
Lámpara 10	Lámpara 12	10432	254.03412	0.96	24.70	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.141	0.45%	5.78	2.27%	134.03	Correct
Lámpara 13	Lámpara 15	10368	254.03412	0.96	24.55	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.134	0.45%	6.91	2.72%	134.03	Correct
Lámpara 16	Lámpara 18	10304	254.03412	0.96	24.39	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.127	0.44%	8.04	3.16%	134.03	Correct
Lámpara 19	Lámpara 21	10240	254.03412	0.96	24.24	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.120	0.44%	9.16	3.60%	134.03	Correct
Lámpara 22	Lámpara 24	10176	254.03412	0.96	24.09	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.113	0.44%	10.27	4.04%	134.03	Correct
Lámpara 25	Lámpara 27	10112	254.03412	0.96	23.94	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.106	0.44%	11.38	4.48%	134.03	Correct
Lámpara 28	Lámpara 30	10048	254.03412	0.96	23.79	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.099	0.43%	12.47	4.91%	134.03	Correct
Lámpara 31	Lámpara 33	9984	254.03412	0.96	23.64	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.092	0.43%	13.57	5.34%	134.03	Correct
Lámpara 34	Lámpara 36	9920	254.03412	0.96	23.48	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.085	0.43%	14.65	5.77%	134.03	Correct
Lámpara 37	Lámpara 39	9856	254.03412	0.96	23.33	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.078	0.42%	15.73	6.19%	134.03	Correct
Lámpara 40	Lámpara 42	9792	254.03412	0.96	23.18	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.071	0.42%	16.80	6.61%	134.03	Correct
Lámpara 43	Lámpara 45	9728	254.03412	0.96	23.03	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.064	0.42%	17.86	7.03%	134.03	Correct
Lámpara 46	Lámpara 48	9664	254.03412	0.96	22.88	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.057	0.42%	18.92	7.45%	134.03	Correct
Lámpara 49	Lámpara 51	9600	254.03412	0.96	22.73	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.050	0.41%	19.97	7.86%	134.03	Correct
Lámpara 52	Lámpara 54	9536	254.03412	0.96	22.58	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.043	0.41%	21.01	8.27%	134.03	Correct
Lámpara 55	Lámpara 57	9472	254.03412	0.96	22.42	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.036	0.41%	22.05	8.68%	134.03	Correct
Lámpara 58	Lámpara 60	9408	254.03412	0.96	22.27	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.029	0.41%	23.08	9.09%	134.03	Correct
Lámpara 61	Lámpara 63	9344	254.03412	0.96	22.12	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.022	0.40%	24.10	9.49%	134.03	Correct
Lámpara 64	Lámpara 66	9280	254.03412	0.96	21.97	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.015	0.40%	25.12	9.89%	134.03	Correct
Lámpara 67	Lámpara 69	9216	254.03412	0.96	21.82	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.008	0.40%	26.12	10.28%	134.03	Correct
Lámpara 70	Lámpara 72	9152	254.03412	0.96	21.67	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	1.001	0.39%	27.13	10.68%	134.03	Correct
Lámpara 73	Lámpara 75	9088	254.03412	0.96	21.52	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.994	0.39%	28.12	11.07%	134.03	Correct
Lámpara 76	Lámpara 78	9024	254.03412	0.96	21.36	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.987	0.39%	29.11	11.46%	134.03	Correct
Lámpara 79	Lámpara 81	8960	254.03412	0.96	21.21	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.980	0.39%	30.09	11.84%	134.03	Correct
Lámpara 82	Lámpara 84	8896	254.03412	0.96	21.06	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.973	0.38%	31.06	12.23%	134.03	Correct
Lámpara 85	Lámpara 87	8832	254.03412	0.96	20.91	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.966	0.38%	32.03	12.61%	134.03	Correct
Lámpara 88	Lámpara 90	8768	254.03412	0.96	20.76	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.959	0.38%	32.98	12.98%	134.03	Correct
Lámpara 91	Lámpara 93	8704	254.03412	0.96	20.61	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.952	0.37%	33.94	13.36%	134.03	Correct
Lámpara 94	Lámpara 96	8640	254.03412	0.96	20.45	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.945	0.37%	34.88	13.73%	134.03	Correct
Lámpara 97	Lámpara 99	8576	254.03412	0.96	20.30	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.938	0.37%	35.82	14.10%	134.03	Correct
Lámpara 100	Lámpara 102	8512	254.03412	0.96	20.15	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.931	0.37%	36.75	14.47%	134.03	Correct
Lámpara 103	Lámpara 105	8448	254.03412	0.96	20.00	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.924	0.36%	37.67	14.83%	134.03	Correct
Lámpara 106	Lámpara 108	8384	254.03412	0.96	19.85	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.917	0.36%	38.59	15.19%	134.03	Correct
Lámpara 109	Lámpara 111	8320	254.03412	0.96	19.70	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.910	0.36%	39.50	15.55%	134.03	Correct
Lámpara 112	Lámpara 114	8256	254.03412	0.96	19.55	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.903	0.36%	40.41	15.91%	134.03	Correct
Lámpara 115	Lámpara 117	8192	254.03412	0.96	19.39	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.896	0.35%	41.30	16.26%	134.03	Correct
Lámpara 118	Lámpara 120	8128	254.03412	0.96	19.24	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.889	0.35%	42.19	16.61%	134.03	Correct
Lámpara 121	Lámpara 123	8064	254.03412	0.96	19.09	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.882	0.35%	43.07	16.96%	134.03	Correct
Lámpara 124	Lámpara 126	8000	254.03412	0.96	18.94	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.875	0.34%	43.95	17.30%	134.03	Correct
Lámpara 127	Lámpara 129	7936	254.03412	0.96	18.79	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.868	0.34%	44.82	17.64%	134.03	Correct
Lámpara 130	Lámpara 132	7872	254.03412	0.96	18.64	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.861	0.34%	45.68	17.98%	134.03	Correct
Lámpara 133	Lámpara 135	7808	254.03412	0.96	18.48	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.854	0.34%	46.53	18.32%	134.03	Correct
Lámpara 136	Lámpara 138	7744	254.03412	0.96	18.33	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.847	0.33%	47.38	18.65%	134.03	Correct
Lámpara 139	Lámpara 141	7680	254.03412	0.96	18.18	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.840	0.33%	48.22	18.98%	134.03	Correct
Lámpara 142	Lámpara 144	7616	254.03412	0.96	18.03	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.833	0.33%	49.05	19.31%	134.03	Correct
Lámpara 145	Lámpara 147	7552	254.03412	0.96	17.88	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.826	0.33%	49.88	19.63%	134.03	Correct
Lámpara 148	Lámpara 150	7488	254.03412	0.96	17.73	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.819	0.32%	50.70	19.96%	134.03	Correct
Lámpara 151	Lámpara 153	7424	254.03412	0.96	17.58	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.812	0.32%	51.51	20.28%	134.03	Correct
Lámpara 154	Lámpara 156	7360	254.03412	0.96	17.42	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.805	0.32%	52.31	20.59%	134.03	Correct
Lámpara 157	Lámpara 159	7296	254.03412	0.96	17.27	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.798	0.31%	53.11	20.91%	134.03	Correct
Lámpara 160	Lámpara 162	7232	254.03412	0.96	17.12	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.791	0.31%	53.90	21.22%	134.03	Correct
Lámpara 163	Lámpara 165	7168	254.03412	0.96	16.97	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.784	0.31%	54.69	21.53%	134.03	Correct
Lámpara 166	Lámpara 168	7104	254.03412	0.96	16.82	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.777	0.31%	55.46	21.83%	134.03	Correct
Lámpara 169	Lámpara 171	7040	254.03412	0.96	16.67	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.770	0.30%	56.23	22.14%	134.03	Correct
Lámpara 172	Lámpara 174	6976	254.03412	0.96	16.52	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.763	0.30%	57.00	22.44%	134.03	Correct
Lámpara 175	Lámpara 177	6912	254.03412	0.96	16.36	0.81	55.00	44.55	Correct	21.2	24	0.756	0.30%	57.75	22.73%	134.03	Correct
Lámpara 178	Lámpara 180	6848	254.03412	0.96	16.21	0.81	55.00	44.55	Correct	2							

ANEXO G



PLANTA
ESC. 1



PUNTOS DE CONTROL TOPOGRAFICO			
COORDENADAS UTM			
PUNTO	NORTE	ESTE	COTA
GH1	8 717 094.580	348 085.681	4166.923
GH1A	8 716 267.498	347 260.125	4061.946
GH3	8 714 814.117	343 754.019	3945.101
GH3A	8 714 249.113	342 937.535	3833.174
GH6	8 712 425.175	339 732.289	4144.593
GH6A	8 712 796.143	340 468.526	4020.400
GH8	8 715 860.807	339 369.074	4086.247
GH8A	8 716 564.270	339 546.509	4171.947
GH9	8 711 004.603	338 483.637	3354.107
GH9A	8 710984.317	338 492.545	
GH10	8 710866.179	338 129.846	3349.312

LEYENDA

- CAMINO EXISTENTE
- CAMINOS PROYECTADOS
- CURVA MAESTRA
- CURVA INTERMEDIA
- RIO
- TUNEL DE CONDUCCION
- CONDUCTO FORZADO EXPUESTO
- CONDUCTO FORZADO ENTERRADO
- TUBERIA CONDUCCION CONAY
- PUNTOS DE CONTROL TOPOGRAFICOS
- VENTANAS DE ACCESO A TUNEL

NOTAS:
 - SISTEMA DE COORDENADAS : PROYECCION TRANSVERSE MERCATOR
 - SISTEMA UTM. DATUM : WGS-84 - ZONA 18S
 - LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO POR RESTITUCION FOTOMETRICA
 - EL PUNTO DE CONTROL GH9A SE ENCUENTRA MATERIALIZADO MEDIANTE UN HITO DE CONCRETO EN LA INTERSECCION DE LAS QUEBRADA COLLOQUE Y MACHACHACA, EN LA PARTE SUPERIOR DE LA UBICACION DEL HITO GH9
 - TRAZO DE CAMINO DE ACCESO A SER REPLANTADO EN OBRA CON APROBACION DE LA SUPERVISION PREVIA

N° DE PLANO	DESCRIPCION	PLANOS DE REFERENCIA
CHH-60500272-0C1-G-005	CAMINOS DE ACCESO - AREA CHIMENEA DE EQUILIBRIO Y PORTAL DE SALIDA	
CHH-60500272-0C1-G-004	CAMINOS DE ACCESO - AREA VENTANA 3	
CHH-60500272-0C1-G-003	CAMINOS DE ACCESO - AREA VENTANA 2	
CHH-60500272-0C1-G-002	CAMINOS DE ACCESO - AREA PALLCA	

FECHA	REV.	DESCRIPCION	C.M.B.	A.A.	DIB.	REV.
21/04/10		CAMBIOS EN CAMINOS DE ACCESO A POLVORIN Y PRESA PALLCA				
09/04/10		EMITIDO PARA INFORMACION				

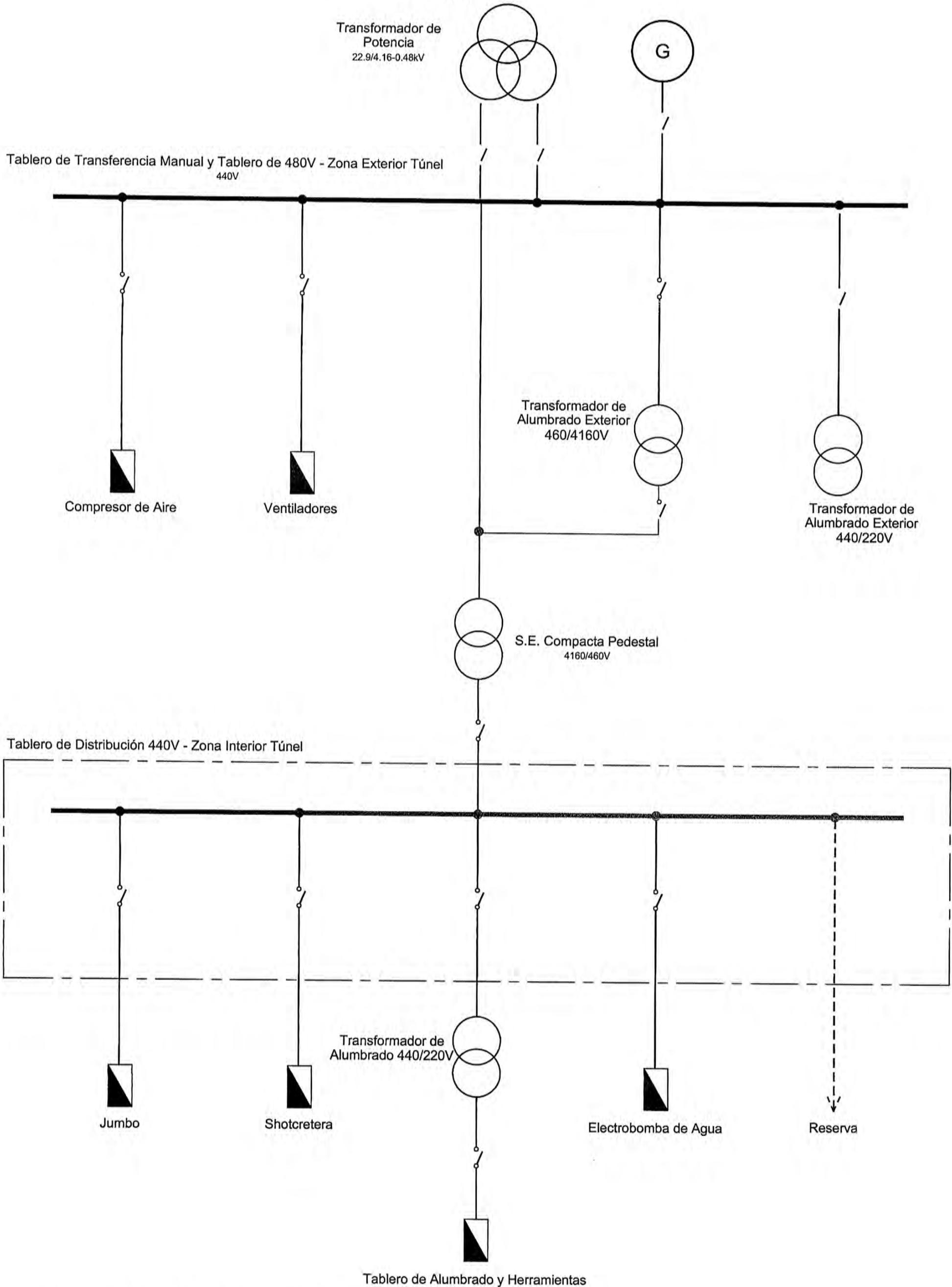
 ASTALDI	SIGLAS FECHA FIRMA DISEÑO C.M.B. ABR. 10 REVISADO K.P.P. ABR. 10 APROBADO A.A. ABR. 10	REVISADO POR EL CLIENTE APROBADO POR EL CLIENTE
	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCavelic CENTRAL HIDROELECTRICA HUANZ	
 MWH PERU S.A.	SIGLAS FECHA FIRMA DISEÑO C.M.B. ABR. 10 REVISADO K.P.P. ABR. 10 APROBADO A.A. ABR. 10	CAMINOS DE ACCESO PLANTA GENERAL
ESCALA: GRAFICA N° DE SECUENCIA:		PLANO N°: CHH-60500272-OC1-G-001

PARA CONSTRUCCION

ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE MWH PERU S.A. Y NO PUEDE SER REPRODUCIDO O PUBLICADO POR TERCEROS SIN AUTORIZACION ESCRITA.

Grupos Electrógenos o Redes Eléctricas

22.9kV ó 460V, 3F



ANEXO H: Diagrama Unifilar

ANEXO I

Section 4 TABLES OF ENERGY EFFICIENCY

The following tables of energy efficiencies would define the minimum efficiency to be categorized as NEMA class 1 efficiency, per this standard. These efficiencies apply to both the utility and the commercial/industrial segment, that do not use evaluation parameters as defined in either Section 2, for utility transformers, or Section 3, for commercial/industrial transformers.

**Table 4-1
NEMA CLASS 1 EFFICIENCY LEVELS FOR LIQUID-FILLED DISTRIBUTION TRANSFORMERS**

Reference Condition		Temperature	% of Nameplate Load	
Load Loss		55°C	50%	
No Load Loss		20°C	50%	
kVA	Single Phase Efficiency	kVA	Three Phase Efficiency	
10	98.4	15	98.1	
15	98.6	30	98.4	
25	98.7	45	98.6	
37.5	98.8	75	98.7	
50	98.9	112.5	98.8	
75	99.0	150	98.9	
100	99.0	225	99.0	
167	99.1	300	99.0	
250	99.2	500	99.1	
333	99.2	750	99.2	
500	99.3	1000	99.2	
667	99.4	1500	99.3	
833	99.4	2000	99.4	
		2500	99.4	

**Table 4-2
NEMA CLASS I EFFICIENCY LEVELS FOR DRY-TYPE DISTRIBUTION TRANSFORMERS**

Reference Condition		Temperature		% of Nameplate Load			
Low Voltage		75°C		35%			
Medium Voltage		75°C		50%			
Single Phase Efficiency				Three Phase Efficiency			
kVA	Low Voltage	Medium Voltage		kVA	Low Voltage	Medium Voltage	
		≤60 kV BIL	>60 kV BIL			≤60 kV BIL	>60 kV BIL
15	97.7	97.6	97.6	15	97.0	96.8	96.8
25	98.0	97.9	97.9	30	97.5	97.3	97.3
37.5	98.2	98.1	98.1	45	97.7	97.6	97.6
50	98.3	98.2	98.2	75	98.0	97.9	97.9
75	98.5	98.4	98.4	112.5	98.2	98.1	98.1
100	98.6	98.5	98.5	150	98.3	98.2	98.2
167	98.7	98.8	98.7	225	98.5	98.4	98.4
250	98.8	98.9	98.8	300	98.6	98.6	98.5
333	98.9	99.0	98.9	500	98.7	98.8	98.7
500	—	99.1	99.0	750	98.8	98.9	98.8
667	—	99.2	99.0	1000	98.9	99.0	98.9
833	—	99.2	99.1	1500	—	99.1	99.0
				2000	—	99.2	99.0
				2500	—	99.2	99.1