



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS PROFESIONALES
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

INGENIERÍA BÁSICA PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES

Por:
Annelise Kauefati González

INFORME DE PASANTÍA
Presentado ante la Ilustre Universidad Simón Bolívar
como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Sartenejas, Septiembre de 2008.



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS PROFESIONALES
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

INGENIERÍA BÁSICA PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES

Por:

Annelise Kauefati González

Realizado con la asesoría de:

TUTOR ACADÉMICO: Ingeniero Gustavo Angulo

TUTOR INDUSTRIAL: Ingeniero Osvaldo Rojas

INFORME DE PASANTÍA

Presentado ante la Ilustre Universidad Simón Bolívar
como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Sartenejas, Septiembre de 2008.

INGENIERÍA BÁSICA PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES

Por:

Annelise Kauefati González

RESUMEN

El trabajo de pasantía entregado corresponde al estudio de las disciplinas a seguir en el diseño de ingeniería básica de una subestación con arreglo de barras en anillo, con equipos encapsulados en hexafluoruro de azufre (SF₆). Este arreglo de barras permite redundancia en los sistemas de protección y, por consiguiente, contribuye a mantener la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en las plantas industriales que serán alimentadas por la subestación que será diseñada. Teniendo presente el objetivo general, el cual es estudiar las normativas vigentes IEEE, CADAFE, entre otras, válidas para el diseño de las subestaciones que trabajan con equipos encapsulados en SF₆, así como en subestaciones al aire libre, se consideran los siguientes puntos para el alcance: el estudio del flujo de carga y análisis de cortocircuito del sistema, las mediciones de resistividad del suelo y cálculo de la malla de puesta a tierra correspondiente, el dimensionamiento de los cables alimentadores de los circuitos de iluminación que se utilizarán en la subestación y, por último, el cálculo de los niveles de iluminación interior y de emergencia según las normativas establecidas. Se trabajó con varios programas computacionales (ETAP, IPI2WIN, AUTOCAD, CALCULUX) que permitieron establecer nexos entre los conocimientos teóricos y la puesta en práctica de los mismos. Se consultó una amplia gama de normativas (IEEE, CADAFE, IEC, COVENIN, etc.) para poder establecer los criterios bajo los cuales se debía regir la elaboración de los diferentes puntos que conformaron los escalones, hasta llegar a alcanzar cada uno de los objetivos propuestos. Una vez logrados, se estudiaron los resultados y se establecieron conclusiones y algunas recomendaciones, según fuese necesario.

Dedicatoria

A mi familia,

Mi mamá por ser la Mujer que me dio y me da la vida,

Mi papá por ser el Hombre del cual aprendo cada día,

Mis hermanas por ser Ellas, simplemente.

Los amo y, por ellos, soy la persona que soy hoy en día

Agradecimientos

A la Universidad Simón Bolívar, por crearme el temple de acero que me ayuda a ser cada día mejor.

A mis profesores: Gustavo Angulo, Luis Zambrano, Elmer Sorrentino, Richard Rivas, José Vivas, Jorge Melián, Aidaelena Smith y Yesenia León. Todos ellos y muchos otros, fueron y siguen siendo pilares fundamentales de mi educación como profesional integral.

A mi tutor industrial Osvaldo Rojas, por integrarme en el “mundo laboral” en el cual un Ingeniero debe ser mucho más fuerte que lo que aprendió a ser en la universidad.

A la empresa BUCROS, C.A. por darme la oportunidad de aprender de su experiencia y contribuir con su trabajo.

A mis amigos: Franciso Lárez, Gregorio Drayer, Nelverk Salas, Roberto Piña, Eduardo Dieguez, Cinthya Amaya, Marisabel Cuberos, Meilyn Fernández, Adriana Mantilla, Maigualida Castejón, Antonietta Pigliacampo y aquellos que, aunque no sean nombrados aquí, siempre son nombrados en mi corazón. Gracias por estar a mi lado en las duras y las maduras, por brindarme su apoyo incondicional, por tenderme una mano y muchas veces ambas. Por seguir ahí...

A las chicas de la Coordinación de Ingeniería Eléctrica: María Teresa Yépez y Benincia Rosales. Gracias por ser mis Ángeles de la Guarda. Siempre les quedaré infinitamente agradecida.

A la Santísima Virgen Del Valle, por llevarme de la mano en cada paso que di y sigo dando, y por bendecirme cada mañana. Gracias “Vallita”.

GRACIAS.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: OBJETIVOS.....	3
CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	4
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA GENERAL	6
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA PARTICULAR	19
4.1.- Descripción de la subestación bajo estudio	19
4.2.- Estudio de Flujo de Carga de la subestación	23
4.3.- Estudio de Cortocircuito de la subestación.....	24
4.3.1.- Método LG, LL, LLG & 3-Phase Faults- ½ Cycle	25
4.3.2.- Método LG, LL, LLG & 3-Phase Faults- 1,5 to 4 Cycle	25
4.3.3.- Método LG, LL, LLG & 3-Phase Faults- 30 Cycle	25
4.4.- Mediciones de resistividad del suelo.....	25
4.4.1.- Método de Wenner	26
4.4.2.- Método de Schlumberger	27
4.4.3.- Perfil de resistividad	28
4.4.4.- Suelo Bi estratificado	31
4.5.- Diseño de la Malla de Puesta a Tierra	34
4.5.1.- La seguridad y la Puesta a Tierra.....	34
4.5.2.- Circuitos Equivalentes para Fallas	36
4.5.3.- Criterios sobre las Diferencias de Potencial Permisibles	37
4.5.4.- Consideraciones Principales de Diseño de la Malla de Tierra	39
4.5.5.- Selección del Conductor.....	41
4.5.6.- Premisas sobre el cálculo de corrientes y la selección del conductor	42

4.5.7.-	Cálculo de voltajes de paso y toque	46
4.5.8.-	Factores adicionales.....	47
4.5.9.-	Selección Definitiva del Conductor.....	48
4.6.-	Tableros y Alimentadores de los Circuitos de Iluminación y Tomacorrientes	48
4.6.1.-	Estimación de cargas de Corriente Alterna	48
4.6.2.-	Nivel de Cortocircuito en Barra del Tablero de 208 Vca	49
4.6.3.-	Acometidas de los Tableros de Corriente Alterna 208-120 V.....	49
4.7.-	Estudio del sistema de iluminación	52
4.7.1.-	Flujo luminoso total.....	55
4.7.2.-	Factor de mantenimiento	56
4.7.3.-	Coefficiente de utilización	56
4.7.4.-	Coefficiente de utilización y el uso de tablas.....	56
CAPÍTULO V: RESULTADOS OBTENIDOS.....		60
5.1.-	Estudio del Flujo de Carga	60
5.2.-	Análisis de Corto Circuito	62
5.3.-	Mediciones de resistividad del suelo	64
5.4.-	Cálculo de la Malla de Tierra	66
5.4.1.-	Cálculo de la resistencia de malla de tierra	67
5.4.2.-	Cálculo de la corriente de circulación por tierra IG	68
5.4.3.-	Cálculo de GPR, Vpaso y Vtoque	69
5.4.4.-	Selección Final del Conductor.....	69
5.5.-	Dimensionamiento de los alimentadores de Corriente Alterna.....	69
5.5.1.-	Estimación de cargas de Corriente Alterna (CA)	70
5.5.2.-	Nivel de Cortocircuito en Barra del Tablero de 208 Vca	70
5.5.3.-	Acometidas de los Tableros de Corriente Alterna 208-120 V.....	71

5.5.4.-	Especificaciones del Tablero de 208 Vca.....	72
5.6.-	Dimensionamiento de los alimentadores de Corriente Continua (CC)	72
5.6.1.-	Estimación de Cargas de Corriente Continua.....	72
5.6.2.-	Nivel de corto circuito en Barra del tablero de 110 Vcc	73
5.6.3.-	Acometida del tablero de Corriente Continua de 110 Vcc.....	73
5.6.4.-	Especificaciones Tablero de Corriente Continua 110 Vcc.....	74
5.7.-	Cálculo del Sistema de Tomacorrientes	74
5.8.-	Caso particular: Sala de Baterías	75
5.9.-	Estudio del Sistema de iluminación	76
5.9.1.-	Iluminación Interior.....	76
5.9.2.-	Iluminación de emergencia.....	78
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS		79
6.1.-	Estudio del Flujo de Carga	79
6.2.-	Estudio de Corto Circuito.....	79
6.3.-	Resistividad del terreno	80
6.4.-	Malla de Tierra	83
6.5.-	Dimensionamiento de Alimentadores y Tableros	84
6.6.-	Estudio de iluminación	85
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		87
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1.- Normativas IEC-GIS. [7]	16
Tabla 3.2.- Normativas CADAFE. [7]	17
Tabla 4.1.- Valores Típicos de D_f [10]	46
Tabla 4.2.- Porcentajes de Reflexión de Distintos colores. [17]	55
Tabla 5.1.- Reporte de Caídas de Tensión en el Flujo de Carga para S-I y S-II	61
Tabla 5.2.- Niveles de Cortocircuito AC para transformadores sólidamente puestos a tierra	63
Tabla 5.3.- Niveles de Cortocircuito AC Transformadores puestos a tierra a través de $R=5\Omega$	63
Tabla 5.4.- Niveles de Cortocircuito CC	64
Tabla 5.5.- Resultados de las mediciones de resistividad. [7]	65
Tabla 5.6.- Resultados de Cálculo de Resistividad del Terreno con IPI2WIN. [7]	66
Tabla N° 5.7.- Tabla de Factor de Decrecimiento. [10]	68
Tabla N° 5.8.- Caída de Voltaje en los alimentadores.	72
Tabla N° 5.9.- Niveles de Iluminación promedio requeridos	76
Tabla N° 5.10.- Características de las luminarias por ambiente.	77
Tabla N° 5.11.- Comparación entre los niveles de iluminación calculados	77
Tabla N° 5.12.- Niveles de Iluminación mínimos en emergencia	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Organigrama Estructural de BUCROS, CA.	5
Figura 3.1.- Esquema unifilar del arreglo de barra simple. [5]	10
Figura 3.2.- Esquema unifilar del arreglo de barra simple seccionada. [5]	11
Figura 3.3.- Esquema unifilar del arreglo de barras en anillo.	12
Figura 3.4.- Esquema unifilar del arreglo de barra principal y de transferencia [5]	12
Figura 3.5.- Esquema unifilar del arreglo doble barra, interruptor y medio. [5]	13
Figura 3.6.- Esquema unifilar del arreglo doble barra, doble interruptor.....	14
Figura 4.1(a).- Diagrama Unifilar de las Subestaciones Eléctricas S-I y S- II.....	20
Figura 4.1(b).- Diagrama Unifilar de las Subestaciones Eléctricas S-I y S- II.....	21
Figura 4.2.- Distribución Espacial de las Subestaciones Eléctricas S-I y S-II. [7]	22
Figura 4.3.- Plano General de Planta de las Subestaciones Eléctricas S-I y S-II. [7]	22
Figura 4.4.- Disposición esquemática de electrodos en el método Wenner. [8]	26
Figura 4.5.- Disposición esquemática de electrodos en el método Schlumberger. [8].....	28
Figura 4.6.- Perfil de resistividad tipo ascendente. [8].....	29
Figura 4.7.- Perfil de resistividad tipo descendente. [8].....	29
Figura 4.8.- Perfil de resistividad plano. [8].....	30
Figura 4.9.- Reflexiones de corriente en suelo de dos estratos.....	33
Figura 4.9.- Subestación típica con y sin múltiples camino de retorno a tierra. [10].....	35
Figura 4.10.- (a) Circuito equivalente del voltaje de paso.....	37
(b) Circuito equivalente del voltaje de toque. [10].....	37
Figura 4.11.- Situaciones básicas de Choques Eléctricos. [10].....	38
Figura 4.12.- Típica situación de Transferencia Externa de Potencial. [10]	39

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

D-Y	Conexión Delta-Estrella
EZS	Sello cortafuego para ductos, de metal.
FA	Forced Air. Enfriamiento con aire forzado.
FOA	Forced Oil and Air. Enfriamiento con aceite forzado y aire.
GIS	Gas Insulated Switchgears. Equipos Encapsulados en Gas.
LG	Line-Ground Fault. Falla Línea-Tierra
LL	Line-Line Fault. Falla Línea-Línea
LLG	Line-Line Ground Fault. Falla Línea-Línea a Tierra
NPT	Rosca americana cónica para ductos
OA	Oil and Air. Enfriamiento natural aire-aceite.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SF6	Hexafluoruro de Azufre
Y-Y	Conexión Estrella-Estrella

INTRODUCCIÓN

Una subestación eléctrica es un conglomerado de equipos, estructuras y mecanismos que, en conjunto, desempeñan funciones de redirección y redistribución de bloques de energía eléctrica, por medio de dispositivos automáticos de control y de protección.

Generalmente, estas estructuras se instalan en espacios abiertos y despejados, con la finalidad de mantener las distancias entre los equipos energizados, lo más seguras posible. Es decir, se debe respetar la separación entre dispositivos que permita evitar, en mayor medida, algún tipo de falla o procedimiento que pudiese ocasionar situaciones de peligro para las personas y/o equipos cercanos al lugar del desperfecto.

En la misma medida que la tecnología avanza, también lo han hecho los métodos para lograr efectividad en conservar un ambiente seguro para los operarios y los equipos dentro de las subestaciones. Debido al creciente desarrollo de las comunidades, el hombre se ha visto en la tarea de utilizar mecanismos que le permitan trasladar estas subestaciones hacia centros poblados o también, hacia zonas geográficas con poca extensión de terreno, o simplemente sótanos de edificaciones.

El SF₆ es un gas inerte, más pesado que el aire, que tiene una enorme capacidad dieléctrica, por lo cual es utilizado en instalaciones eléctricas como gas aislante en equipos como transformadores, interruptores automáticos, equipos de arranque de motores, interruptores de centros de transformación, así como también es usado como aislante para conductores y condensadores. Esto permite la construcción de subestaciones en un tamaño reducido con respecto a las colocadas normalmente al aire libre, donde el gas aislante es aire.

La expansión del sector eléctrico en el país, invita a la utilización de estas formas de aislamiento y su incorporación al ámbito del diseño de subestaciones. Aunque se trabaja con esta configuración desde hace más de cuatro décadas a nivel mundial, se utiliza desde hace poco en Venezuela, como un factor primordial para la construcción de subestaciones que puedan ser ubicadas en espacios reducidos o en lugares que ameriten restricciones mayores de seguridad.

Las experiencias en la elaboración de equipos encapsulados (Gas Insulated Switchgear GIS) han logrado disminuir paulatinamente el área efectiva ocupada por los equipos de protección colocados en gas SF₆. Como las empresas fabricantes de estos equipos conservan distintos métodos de elaboración, las dimensiones no pueden ser restringidas a un solo fabricante. De esta manera, el diseñador debe trabajar en función a espacios que permitan la utilización de las distintas tecnologías disponibles.

Considerando lo antes expuesto, se procede a definir los lineamientos a seguir en el diseño básico de una subestación. Si bien el conjunto de disciplinas que contribuyen con la elaboración del proyecto de una subestación es sumamente detallado, existen pautas previas, menos complejas o de diseño básico, que se van uniendo como eslabones de una cadena, la cual al ser completada, da origen al proceso de construcción y puesta en funcionamiento de la subestación.

CAPÍTULO I

OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto de pasantía es asistir en el diseño básico de la elaboración de una subestación de subtransmisión en 115/34,5 KV con arreglo de barras en anillo. La alimentación se obtendrá a través de dos líneas de transmisión doble terna en 115 KV desde las bahías disponibles de la compañía eléctrica, pasando por un corredor de líneas existente, hasta llegar al sitio destinado para la ubicación de las subestaciones S-I y S-II, las cuales tendrán una capacidad instalada de 300 MVA cada una, reduciendo el nivel de tensión a 34,5 KV para alimentar el área industrial a ser desarrollado, por medio de cables de potencia en arreglo de barras simples seccionadas.

Para llegar a esta meta, es necesario cubrir una serie de objetivos específicos que permitirán el correcto desarrollo de los trabajos a realizar. Entre los objetivos particulares de esta pasantía están:

- Estudio del Flujo de Carga y Análisis de Corto Circuito de la subestación.
- Mediciones de resistividad del suelo y el cálculo de la Malla de Tierra correspondiente.
- Dimensionamiento de los cables alimentadores de los circuitos de iluminación y tomacorrientes que se utilizarán en la subestación.
- Cálculo de los niveles de iluminación interior y de emergencia según las normativas establecidas.
- Establecer conclusiones y recomendaciones sobre el trabajo realizado.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Ingeniería Bucros es una empresa venezolana de 20 años de operación comercial consolidada en las áreas de ingeniería eléctrica y civil, con soporte en mecánica e instrumentación, de amplia experiencia en la realización de proyectos de Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle, Inspección de Obras, Procura de Materiales y Equipos, Gerencia de Proyectos, y Ejecución de Obras en forma de contrato global de Ingeniería y/o Procura y Construcción con recursos propios o mediante consorcios con empresas de prestigio.

Esta empresa comenzó actividades en 1985 y desde sus inicios, sus servicios han sido dedicados al sector eléctrico venezolano que engloba las empresas que generan, transmiten, distribuyen y venden energía eléctrica, realizando distintos proyectos en las áreas de transmisión y distribución, especialidad en la cual ha mantenido su liderazgo.

Es una empresa reconocida en inspección de obras civiles y electromecánicas ejecutando servicios de ingeniería asociados a proyectos de construcción. Prestan Servicios de Ingeniería, Procura y Construcción a los sectores Eléctrico, Petrolero, Industrial y de Servicios en General, ofreciendo a sus clientes, productos con estándares de calidad a una justa relación Costo-Beneficio.

La carta de clientes abarca todo el sector productivo de bienes y servicios del país, en especial el sector petrolero venezolano, el sector de industrias básicas o pesadas, empresas de servicio y el sector industrial de manufactura, por lo cual se realizan labores de ingeniería conceptual, básica y de detalle, estudios técnicos específicos, inspección de obras, procura de equipos y materiales.

Utilizando alianzas estratégicas y apoyados en su personal gerencial, Bucros tiene la capacidad técnica y experiencia comprobada, para desarrollar estudios y evaluaciones de los sistemas eléctricos asociados al Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Eléctrico Petrolero, bajo un concepto de alta calidad y ética profesional haciendo un aporte de ingeniería con alto valor agregado nacional.

Se elaboran, actualmente, proyectos multidisciplinarios y del mercado en general, un área en donde Ingeniería Bucros ha desarrollado proyectos de digitalización de información y planos, paquetes de sistemas de información geográfica y el uso de las técnicas digitales más avanzadas para complementar el uso de programas PLC-CAD y uso de rayos láser con geoposicionamiento para generación de perfiles tridimensionales.

Esta empresa cuenta con oficinas en tres ciudades del país: Caracas, Maturín y Puerto Ordaz. La realización del trabajo de pasantía fue en el Departamento de Estudios de Ingeniería. Se contempla el siguiente organigrama de la empresa.

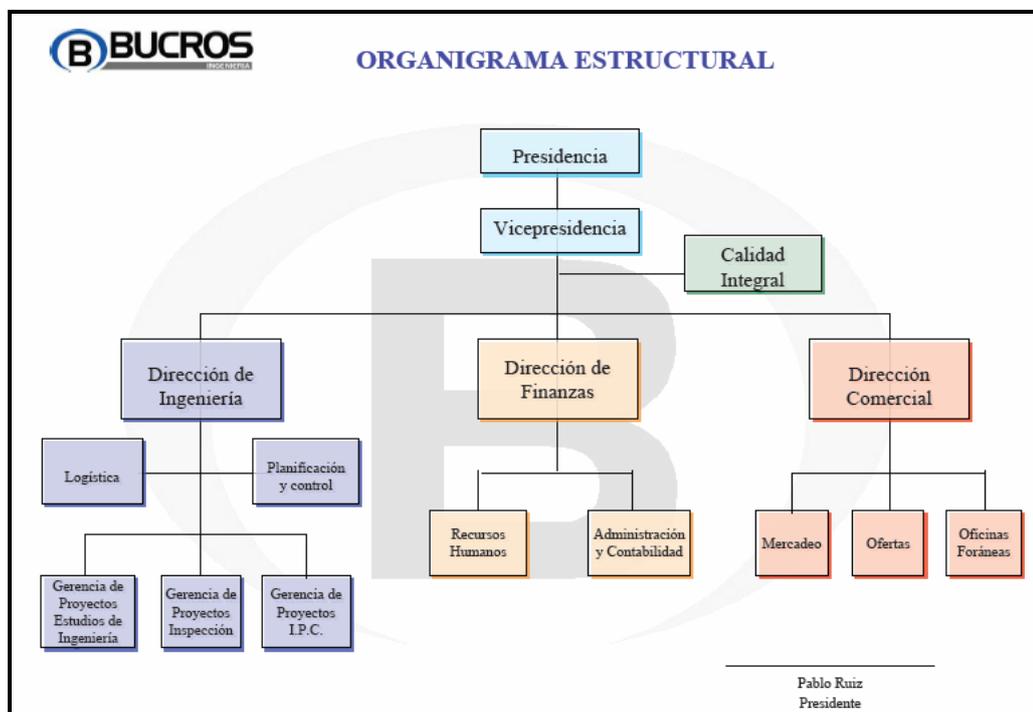


Figura 2.1.- Organigrama Estructural de BUCROS, CA.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA GENERAL

3.1.- ¿Qué es una subestación?

Una subestación es un componente del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) encargado de redistribuir el flujo de energía, garantizando seguridad, confiabilidad y controlabilidad. Es un conjunto de equipos concentrados en un espacio geográfico dado que, por medio de dispositivos automáticos de control y protección, desempeñan funciones de redirección y redistribución de los bloques de energía eléctrica.

En una subestación se encuentran numerosos componentes como lo son: sistemas de medida, protección, control y maniobra; interruptores y seccionadores; transformadores de instrumentación; protecciones contra sobretensiones y sistemas de seguridad, entre otros.

Específicamente, una subestación de distribución es un:

Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a una red de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria o a usuarios. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlos. [1]

3.1.- ¿Qué consideraciones deben ser tomadas en cuenta para diseñar una subestación?

Con el propósito de seleccionar adecuadamente los equipos de la subestación, se debe realizar una comparación entre distintos sistemas. Esto se realiza sobre bases comunes.

- Seguridad. Se refiere a la adecuada capacidad de los interruptores y dispositivos de desconexión y bloqueo o desbloqueo, correcta canalización de los conductores energizados, uso de la adecuada conexión a tierra, consideración de áreas peligrosas y colocación de letreros y señales, instalación del alumbrado de emergencia y además, capacitación del personal de operación y mantenimiento.
- Confiabilidad. Es el grado de desempeño de los elementos del sistema funcionando como un todo, resultando en el suministro de electricidad a los usuarios dentro de estándares aceptados y en las cantidades requeridas. Se puede medir por la frecuencia, duración y magnitud de eventos adversos al suministro de electricidad. Algunos aspectos tomados para la confiabilidad son: niveles apropiados en voltajes de suministro, redundancia, sistema de protección adecuado para el sistema y los equipos, control y monitoreo y la selección apropiada de equipos confiables.
- Flexibilidad. El sistema se debe diseñar de forma tal que al ser necesaria la expansión o el cambio del mismo, se pueda efectuar sin problemas a cualquier nivel de tensión dentro del sistema del cual se habla. Un ejemplo es permitir más espacio para posibles ampliaciones futuras.
- Simplicidad de operación. Es importante seleccionar un sistema simple ya que esto implica mayor seguridad y más confiabilidad del sistema por su sencillez.
- Calidad de voltaje. Se deben mantener los requerimientos particulares para la calidad del suministro de energía eléctrica indicados en las normas nacionales e internacionales.
- Requerimientos de mantenimiento. Este es un punto clave que asegura la continuidad y la calidad en el suministro de energía eléctrica, obligando a la toma de previsiones necesarias que deriven en efectividad y eficiencia en este particular.
- Costo. En todo proyecto de ingeniería se debe realizar un balance entre el costo y la confiabilidad necesaria para el sistema. Para ser más específicos, la confiabilidad depende de

los requerimientos de las cargas, de manera que los arreglos de los equipos y sus características deben guardar correspondencia con la confiabilidad deseada.

Existen cuatro puntos importantes a considerar al momento de diseñar una subestación:

- Las tensiones a las que trabajará la instalación. Este aspecto incide en la operación económica del sistema ya que de este punto parte la selección del conductor por su ampacidad y el consiguiente cálculo de las caídas de voltaje en los alimentadores, las cuales deben respetar los límites impuestos por las normas correspondientes (IEEE, IEC, etc.).
- Corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en condiciones normales de operación). Se refiere a la carga máxima que puede ser suministrada continuamente durante un periodo específico.
- Corriente máxima de falla (corriente de corto circuito). Cada elemento de la subestación debe estar capacitado para operar en los niveles de corto circuito, es decir, deben ser dimensionados los elementos protectivos del sistema bajo los criterios de su capacidad de corto circuito.
- Nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar. El nivel básico de aislamiento al impulso (Basic Impulse Level BIL), es la medida de la capacidad que tiene el sistema para soportar sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas u operaciones de conexión y/o desconexión. “El nivel de aislamiento se define por las tensiones soportadas bajo lluvia, a 50 Hz, durante un minuto y con onda de impulso de 1.2/50 microsegundos, según Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC.” [2]

3.2.- Subestaciones Encapsuladas.

En estas subestaciones el equipo se encuentra totalmente protegido del medio ambiente. El espacio que ocupan es la tercera parte de una subestación convencional, todas las partes vivas y equipos que soportan la tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente conectados entre si. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión que, en la mayoría de los casos, es hexafluoruro de azufre (SF₆) que tiene la característica de reducir las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire. [3]

3.3.- ¿Cuáles son los tipos de arreglo de barras en las subestaciones?

Dependiendo del nivel de voltaje, potencia que manejan, objetivo y tipo de servicio que prestan, las subestaciones se pueden clasificar como:

- Reductoras: se encuentran en las redes de transmisión, subtransmisión o distribución y se encargan de reducir los voltajes dependiendo de su localización y utilización.
- Elevadoras: se usan en las centrales eléctricas para elevar los voltajes de generación a valores de voltajes de transmisión.
- De enlace: son requeridas para tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad y confiabilidad del servicio.
- En anillo: principalmente se utilizan en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones unas con otras.
- Radiales: se denomina así a las subestaciones que tiene un punto de alimentación y no están interconectadas con otras.
- De switcheo: en ellas no existen transformadores de potencia porque su función no es la de modificar los niveles de tensión, sino de llevar a cabo operaciones de conexión y desconexión.

[4]

Para mantener criterios de confiabilidad y flexibilidad en la operación de las subestaciones, existe una clasificación en cuanto a los arreglos de barras utilizados por las empresas a manera de satisfacer estos criterios. Los arreglos se mencionan a continuación:

3.4.1.- Barra simple

Este arreglo consta de una barra de alimentación para cada tensión, limitando el grado de flexibilidad, ya que una falla en barras produce la salida total de las cargas. Por tanto, para evitar que esto ocurra, se utilizan cuchillas seccionadoras para separarlas. Se Puede apreciar una modelo del esquema en la Figura 3.1. Su mantenimiento es difícil debido a que las cargas no pueden ser transferidas a otro circuito de alimentación. Un ejemplo de utilización de este arreglo se observa en subestaciones industriales de poca capacidad.

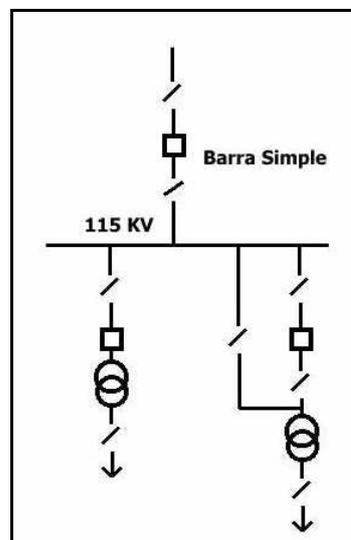


Figura 3.1.- Esquema unifilar del arreglo de barra simple. [5]

3.4.2.- Barra simple seccionada

Es un “arreglo semejante al arreglo barra simple excepto que la barra está dividida en dos o más secciones por el uso de uno o varios interruptores de unión de barras cada uno de los cuales tiene un par de seccionadores asociados”. [6]

Este arreglo es más confiable que el anterior, ya que una falla ocurrida en una de las secciones no ocasiona la pérdida de la barra en su totalidad sino que esa sección de barra es aislada del resto de la subestación. Esta configuración, por lo tanto, facilita el mantenimiento de los equipos ya que no se ven afectadas las otras secciones o sus circuitos conectados debido a que se mantiene la alimentación con la operación de los interruptores de unión de barras. El diagrama unifilar general de este arreglo de barras, se observa en la Figura 3.2.

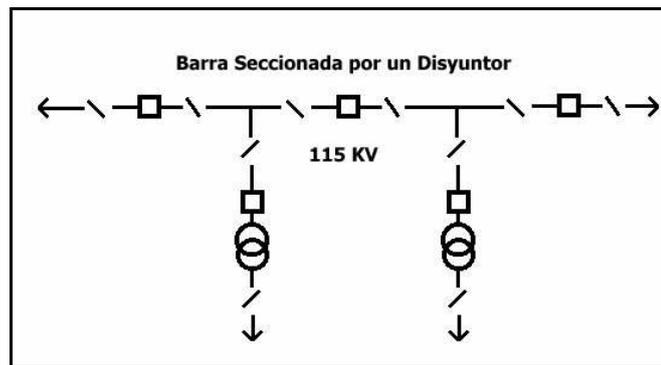


Figura 3.2.- Esquema unifilar del arreglo de barra simple seccionada. [5]

3.4.3.- Barras en anillo

El nombre viene dado por el anillo eléctricamente formado entre los interruptores y las barras. Es considerada una modificación del arreglo en barra simple seccionada.

Si la barra es dividida en una sección, para cada circuito, entonces los interruptores de circuito pueden ser eliminados y las maniobras de las líneas pueden ser realizadas por los interruptores de unión de barras adyacentes a cada línea. Para completar el concepto de anillo, los extremos de la barra se conectan entre sí a través de un último interruptor de unión de barras. [6]

Se puede observar, en la Figura 3.3, que este arreglo requiere un número reducido de interruptores con respecto al arreglo anterior, dependiendo del número de entradas y salidas.

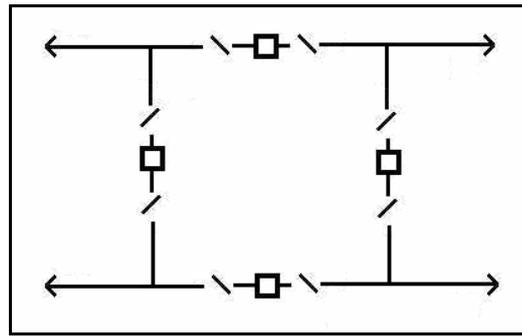


Figura 3.3.- Esquema unifilar del arreglo de barras en anillo.

3.4.4.- Barra principal y barra de transferencia

Este arreglo tiene todos los equipos conectados a la barra principal, o barra operativa. En caso de realizar mantenimiento al interruptor de un tramo, se transfiere dicho tramo a la barra de transferencia, a través de un acoplador normalmente abierto, N.A. Específicamente, se puentea el interruptor a efectuar el mantenimiento, “cerrando el seccionador que une la barra de transferencia al circuito cuyo interruptor va a ser puesto fuera de servicio” [6]. De esta forma, se mantiene la continuidad del servicio en los circuitos adyacentes que no se encuentran en mantenimiento. Se aprecia el unifilar, Figura 3.4.

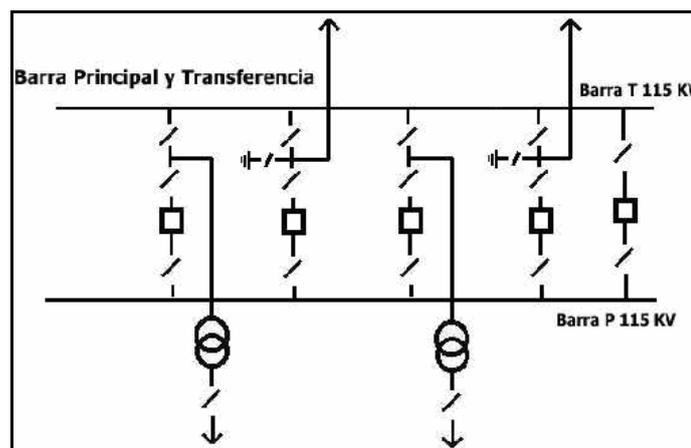


Figura 3.4.- Esquema unifilar del arreglo de barra principal y de transferencia [5]

3.4.5.- Doble barra, interruptor y medio

“En este esquema de arreglo de barras para subestaciones, hay dos barras o buses principales con tres interruptores que conectan a las mismas. Las líneas de transmisión terminan en un punto entre cualquiera de los dos interruptores” [4].

Esta configuración logra un alto grado de confiabilidad ya que, al colocar alguno de los interruptores en mantenimiento o retirarlo de operación por una falla, los demás circuitos y las líneas siguen operando sin dificultad, manteniéndose energizadas.

Por otro lado, los sistemas de protección y control son más complicados que los utilizados por los arreglos anteriores ya que se necesita la operación de dos interruptores para aislar un circuito del resto de la subestación. Esquema unifilar, Figura 3.5.

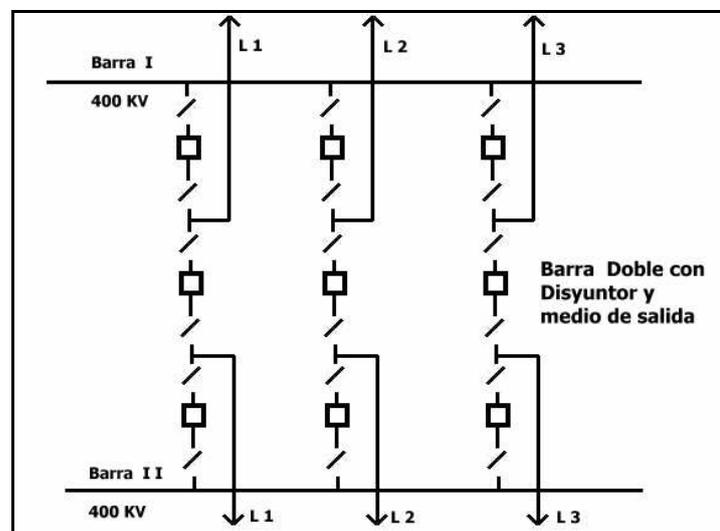


Figura 3.5.- Esquema unifilar del arreglo doble barra, interruptor y medio. [5]

3.4.6.- Doble barra, doble interruptor.

Este es el arreglo que presenta mayor grado de flexibilidad de operación. Es útil cuando el mantenimiento de los interruptores debe ser frecuente, permitiendo retirar cualquier interruptor, o una barra sin afectar la continuidad de servicio. El esquema puede trabajar con todos los interruptores cerrados, y una falla en barras no afecta la continuidad.

En general, se adopta esta configuración sólo para las salidas expuestas a gran cantidad de maniobras, o para salidas críticas, cuando se quiere evitar que el mantenimiento de un interruptor coloque esa salida en crisis, Figura 3.6. Las salidas menos críticas utilizan arreglos más simples.

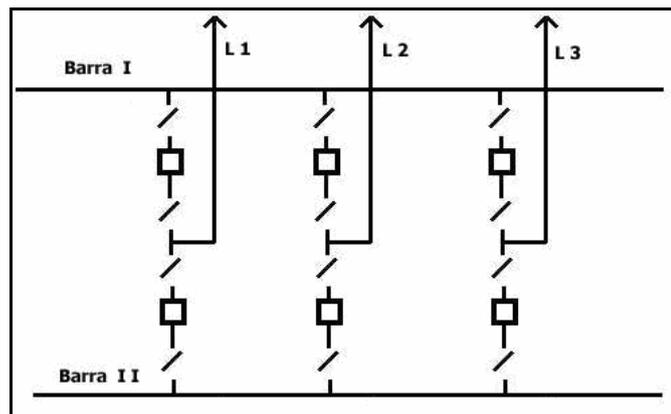


Figura 3.6.- Esquema unifilar del arreglo doble barra, doble interruptor.

3.4.7.- Disciplinas para el diseño básico de una subestación.

Una vez desarrolladas las ideas de acuerdo a los criterios básicos descritos anteriormente, que se deben tomar en cuenta al momento del diseño de una subestación, se debe seguir una serie de pasos de manera que cada elemento creado vaya en concordancia con el siguiente y así, sucesivamente. Se hace evidente una lista de las prioridades del proyecto, ya que forman la base del mismo y establecen los lineamientos bajo los cuales se rige éste.

Luego de conocer la ubicación de la futura subestación se elabora un cronograma de actividades por cumplir, dependiendo del ámbito a desarrollar, el cual está constituido por seis grandes bloques: general, civil, arquitectónico, electromecánico, alarmas, telecomunicaciones y ventilación.

En la disciplina general se encuentra la recopilación de información, bases y criterios de diseño, memoria descriptiva y de cálculo, estimado de costos, listas de materiales y equipos, el alcance, medición y forma de pago y, las especificaciones generales de la construcción.

La disciplina civil envuelve lo relacionado con la topografía original y modificada del terreno, el estudio de suelos, planos de planta generales de la subestación, planos de fundaciones de equipos de la subestación, drenajes de agua de lluvia y la planta de aguas negras, casas de mando para los equipos, canalizaciones eléctricas e iluminación.

En cuanto a la disciplina arquitectónica se destacan los planos de planta, cortes, fachadas y acabados de las casas de mando y patios de maniobras de la subestación.

La disciplina electromecánica se encarga de la disposición general de los equipos de la planta tanto en alta tensión como en baja tensión, el estudio específico de la resistividad del suelo, la disposición de la malla de tierra, los detalles de conectores, herrajes y cadenas de aisladores de las líneas de transmisión, criterios para el apantallamiento, los distintos tableros a utilizar, las especificaciones técnicas de cada elemento de la subestación, diagramas unifilares y finalmente, el esquema de protección y medición.

El sistema de detección de incendios y alarmas, el sistema de agua pulverizada y de gases, son algunas de las piezas manejadas por la disciplina de alarmas. Se elaboran planos de la ubicación de estos dispositivos para cada transformador, las casas de mando, los controles y las oficinas. Todo esto con el propósito de lograr la mayor seguridad tanto para el operario como para la subestación y también, el menor daño en los equipos, es decir, calidad de servicio.

La disciplina de telecomunicaciones definirá el sistema de transmisión de telefonía, ductos y tele protecciones a las subestaciones, con el objetivo de implantar una red que proporcione un sistema altamente confiable y eficiente que soporte todos los servicios de comunicaciones.

Por último, la disciplina de ventilación también tiene gran importancia debido a que en este punto se estudian los sistemas de ventilación y extracción de aire y gases de los ambientes de la subestación. Se realizan los planos de planta, cortes y detalles correspondientes.

3.4.- Normas utilizadas.

Las normativas IEC vigentes que aplican para GIS en tensiones mayores a 52 KV, así como para sus principales componentes, se enumeran en la siguiente tabla:

Tabla 3.1.- Normativas IEC-GIS. [7]

Código de Norma	Título de Norma
60044	Instruments transformers
60044-1	Current Transformers
60044-2	Inductive Voltage Transformers
60060	High Voltage Test Techniques
60068	Environmental testing
60071	Insulation co-ordination
60085	Thermal evaluation and classification of electrical insulation
60099	Surge Arresters
60137	Insulating bushings for alternating voltages over 1000 V
60141	Tests on oil-filled and gas-pressure cable and their accessories
60255	Electrical relays
60265-2	High voltage switches
60270	Partial discharge measurements
60376	Specification and acceptance of new sulphur hexafluoride
60480	Guide to the checking of sulphur hexafluoride (SF6) taken from electrical equipment
60529	Degrees of protection provided by enclosures (IP code)
60651	Sound level meters
60694	Common specifications for high-voltage switchgear & controlgear standards

Código de Norma	Título de Norma
60815	Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions
60840	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 KV (Um=36 KV) and including 150 KV (Um=170 KV)
60859	Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages of 72.5 KV and above
61000	Electromagnetic compatibility, EMC.
61166	High-voltage alternating current circuit-breakers- Guide for seismic qualification of high-voltage alternating current circuit-breakers
61233	High-voltage alternating current circuit-breakers- Inductive load switching
61264	Ceramic pressurised hollow insulators for high-voltage switchgear and controlgear
61462	Composite insulators- Hollow insulators for use in outdoor and indoor electrical installations
61463	Bushings, seismic qualification
61633	High-voltage alternating circuit-breakers- Guide for short-circuit and switching tests procedures for metal-enclosed and dead-tank circuit breakers
61634	High-voltage switchgear and controlgear- Use and handling of SF6 in HV switchgear and controlgear.
61639	Direct connection between power transformers and gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages of 72.5 KV and above.
62063	High-voltage switchgear and controlgear- Use of electronics and associated technologies in auxiliary equipment of switchgear and controlgear.
62271-100	High-voltage alternating-current circuit-breakers
62271-102	Alternating-current disconnectors and earthing switches
62271-308	Guide for asymmetrical short circuit breaking test duty T100A
62271-203	Main IEC Standards

Algunas de las normativas de CADAPE utilizadas para el diseño de subestaciones al aire libre, se destacan en la tabla a continuación:

Tabla 3.2.- Normativas CADAPE. [7]

Código de Norma	Título de Norma
109_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Sistema de Puesta a Tierra
156_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Subestaciones normalizadas de CADAPE
157_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño y nomenclatura del sistema de cableado
158_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Guía técnica para cálculo de juegos de barra -Distancias de Seguridad-
159_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de estructuras metálicas de Celosía
160_05	Servicios auxiliares de corriente continua. Criterios para el diseño
161_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de los servicios auxiliares de corriente alterna
162_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de los sistemas de iluminación y tomacorrientes
163_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de los sistemas sintonizados con trampas de onda
164_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de los sistemas de aire comprimido
165_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño del sistema de sincronismo
166_88	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Identificación de fases
167_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Organización de la obra de montaje electromecánico
168_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de equipos exteriores
169_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Inspección
170_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de transformadores de 10 MVA en adelante
171_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de los transformadores de medida

Código de Norma	Título de Norma
172_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de baterías y cargadores
173_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de tableros y gabinetes
174_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de celdas blindadas
175_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de aisladores
176_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de juegos de barras
177_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de cables
178_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de equipos de protección, medición y mando
179_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de los sistemas de alarma y señalización
180_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de enclavamientos y avisos de maniobras
181_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de estructuras
182_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación del sistema de tierra
183_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalaciones eléctricas de los edificios
184_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de sistemas de iluminación y tomacorrientes
185_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Organización e instrumentación para la puesta en marcha de las subestaciones
186_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de los transformadores de potencia
187_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de disyuntores
188_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de seccionadores
189_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de los transformadores de medida
190_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de las baterías y de los cargadores
191_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de las celdas blindadas
192_88	Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de equipos de protección, medición y mando
280_91	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de enclavamientos y avisos de maniobras
281_91	Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Nomenclatura de equipos

Además de las anteriores, se establecen otras normas y códigos:

- Norma Venezolana Covenin 2249-93, Iluminancias en Tareas y Áreas de Trabajo.
- Norma ANSI/IEEE Std 80-1986, Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- Código Eléctrico Nacional.
- Manual de Normas y Criterios para Proyectos de Instalaciones Eléctricas del Ministerio de Obras Públicas, MOP.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA PARTICULAR

4.1.- Descripción de la subestación bajo estudio

La obra está conformada por dos subestaciones denominadas S-I y S-II, que operarán independientemente pero serán controladas desde una sala de control común.

Cada Subestación en el lado de Alta Tensión en 115 KV, está conformada por un Sistema en anillo, barra simple, con equipos encapsulados en SF₆, y cinco tramos de salidas: dos salidas alimentadas por líneas en 115 KV y; tres salidas que alimentan tramos de transformación 115/34,5 KV para los servicios eléctricos.

El patio de transformación 115/34,5 KV está constituido por tres transformadores trifásicos, de capacidad 90/120/150 MVA (OA/FA/FOA) cada uno, con cambiadores de tomas bajo carga.

Estas subestaciones están constituidas, cada una, por tres celdas de llegada de los transformadores, dos celdas de acoplamiento y diez salidas en 34,5 KV que alimentarán a las plantas industriales.

Se debe diseñar una sala de control para ambas subestaciones, y es necesario que los parámetros para realizar los diagramas unifilares y los planos de planta, cumplan con este requerimiento. A continuación, se muestra el unifilar de S-I y S-II, en la Figura 4.1, una vista en elevación y una planta conjunto de la subestación, Figuras 4.2 y 4.3.

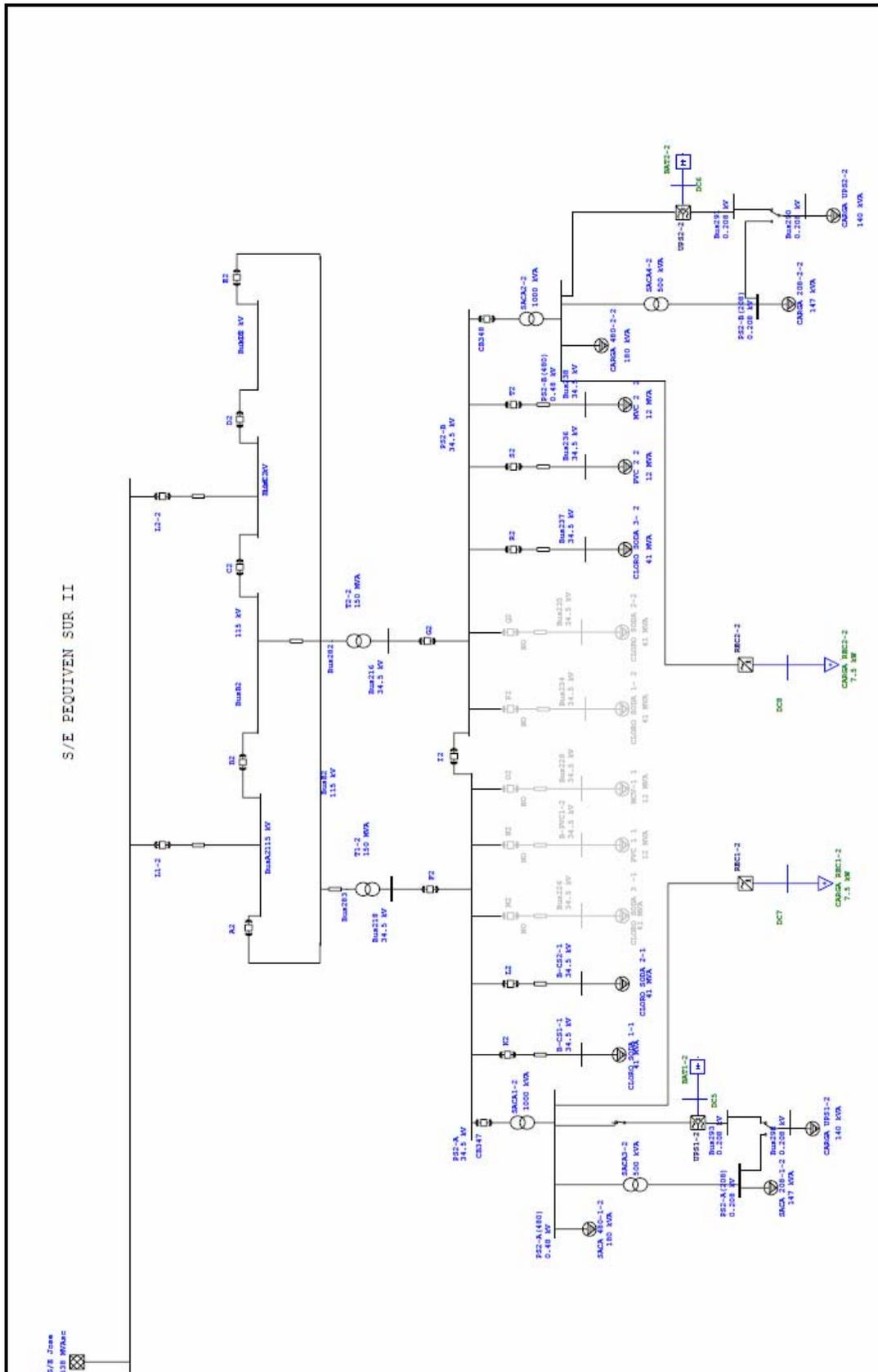


Figura 4.1(b).- Diagrama Unifilar de las Subestaciones Eléctricas S-I y S- II.

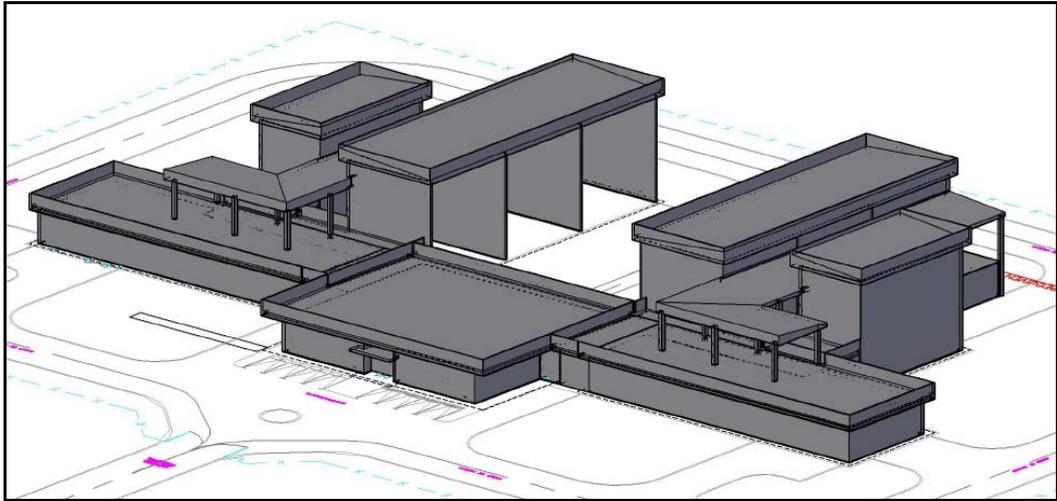


Figura 4.2.- Distribución Espacial de las Subestaciones Eléctricas S-I y S-II. [7]

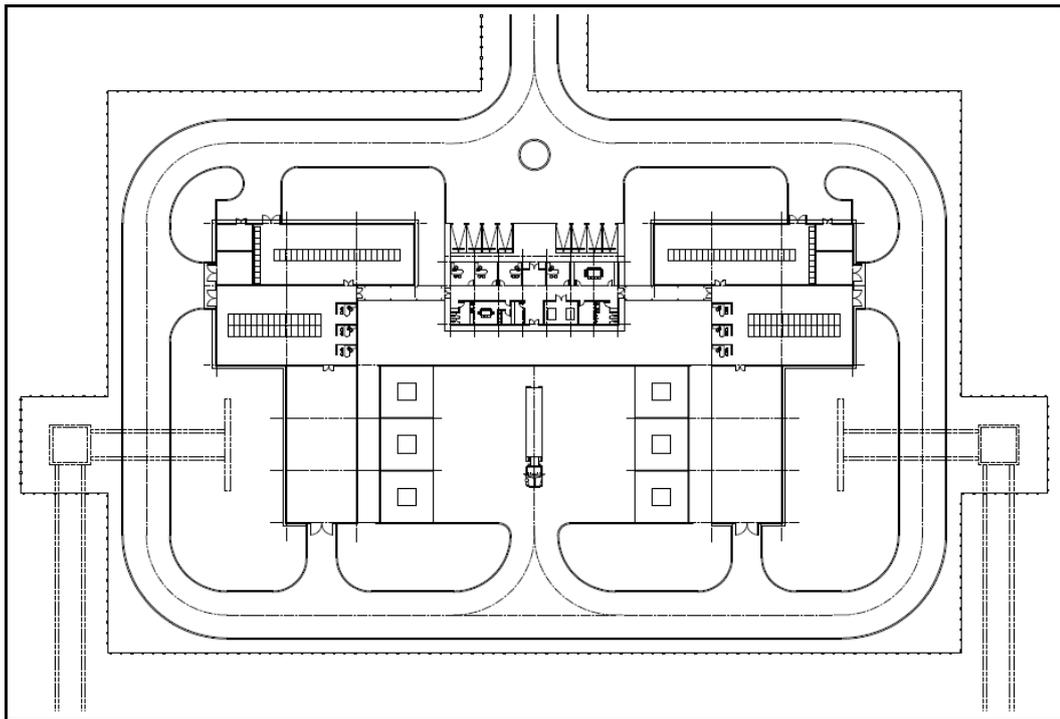


Figura 4.3.- Plano General de Planta de las Subestaciones Eléctricas S-I y S-II. [7]

Se consideran ciertos parámetros antes de realizar los estudios de flujo de carga y niveles de cortocircuito en la subestación. Estos parámetros se pueden enumerar en la siguiente lista:

- El sistema se considera aislado, no interconectado.
- La barra Slack se modela como barra infinita, sin control. Proviene de EDELCA y el valor de falla dado para ese nivel de tensión es de 17,76 kA trifásicos y 20,18 kA monofásicos.
- El anillo en 115 kV se toma al 100% de la tensión nominal, es decir, 1 pu.
- Los transformadores de potencia tendrán regulación automática o de tomas bajo carga, para mantener niveles máximos de tensión en barras de 34,5 kV.
- Las barras de 34,5 kV son modeladas como barras P-V, sin control.
- Las plantas alimentadas en 34,5 kV son modeladas como cargas 70% motor y 30% estáticas. Se tomó una longitud de 100 metros para esos conductores.
- El factor de potencia es 0,85.

4.2.- Estudio de Flujo de Carga de la subestación

El estudio de flujo de carga se realiza mediante una simulación del sistema de potencia mediante la aplicación del software ETAP, en su versión 5.0. El método matemático utilizado por el software es el Newton-Raphson.

Esta simulación es realizada cuando los equipos o la topología original del sistema son modificados debido a fallas en los dispositivos o simples rutinas de cierre y apertura de interruptores, con la finalidad de verificar la operación del sistema bajo condiciones de contingencia y confirmar si dicho sistema se encuentra en la capacidad de suplir las cargas adicionales.

Con los datos obtenidos de este estudio se puede obtener el comportamiento bajo esta nueva configuración y, de ser necesario, realizar los cambios para robustecer el sistema.

El método se aplica en la resolución de ecuaciones no lineales e implica expandir en series de Taylor y linealizar, descartando los términos de grado ≥ 2 . Con este método se puede:

- Determinar potencias activas y reactivas a partir de módulos y ángulos de tensiones de barra.
- Determinar las derivadas parciales de las potencias activa y reactiva con respecto a los módulos y ángulos de las tensiones formando la matriz jacobiana.
- Resolver el sistema formado por la matriz de potencias o de errores y la matriz jacobiana, obteniéndose como resultado otra matriz, denominada matriz de correcciones, que representa la variación de módulos y ángulos de las tensiones.
- Calcular los nuevos valores de la matriz de módulos y ángulos de las tensiones sumándolos con los valores de corrección obtenidos anteriormente. Este proceso se puede repetir hasta que la matriz de correcciones tenga valores mínimos, definida por un error de convergencia que generalmente es 0,1 %.

4.3.- Estudio de Cortocircuito de la subestación

Para el estudio de cortocircuito se utiliza la herramienta ETAP, bajo los parámetros de la norma ANSI C37, tomando los valores de las fallas trifásicas, línea a tierra, línea a línea y línea-línea a tierra, como valores de diseño de acuerdo a los métodos de cálculo de la norma. Se simulan las fallas antes descritas para las líneas de 115KV y los transformadores en el lado de alta de 115KV.

4.3.1.- Método LG, LL, LLG & 3-Phase Faults- ½ Cycle

Este método permite calcular el valor RMS de la corriente simétricas momentáneas de cortocircuito para ½ ciclo en la barra, simulando las fallas trifásicas, línea a tierra, línea a línea y línea-línea a tierra.

4.3.2.- Método LG, LL, LLG & 3-Phase Faults- 1,5 to 4 Cycle

Este método permite calcular el valor RMS de la corriente simétricas momentáneas de cortocircuito entre 1,5 a 4 ciclos en la barra, simulando las fallas trifásicas, línea a tierra, línea a línea y línea-línea a tierra.

4.3.3.- Método LG, LL, LLG & 3-Phase Faults- 30 Cycle

Este método permite calcular el valor RMS de la corriente simétrica momentánea de cortocircuito a 30 ciclos en la barra, simulando las fallas trifásicas, línea a tierra, línea a línea y línea-línea a tierra.

4.4.- Mediciones de resistividad del suelo

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad y grueso de la roca en estudios geofísicos, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación. Asimismo puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas. En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión. Aunque algunos autores afirman que “la medición de la resistividad del terreno, no es requisito para hacer una malla de puesta a tierra” [8], esto es una contradicción debido a que el valor de la resistividad del terreno es uno de los parámetros utilizados para hacer el cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra del sistema.

Para diseñar un sistema de tierras de gran tamaño, es aconsejable encontrar el área de más baja resistividad para lograr la instalación más económica. El perfil de la resistividad del suelo determinará el valor de la resistencia a tierra y la profundidad de nuestro sistema de puesta a tierra. [8]

Se trabaja con dos métodos de medición de resistividad del suelo: el Método de Wenner y el Método de Schlumberger.

4.4.1.- Método de Wenner

Teoría, ecuación y método desarrollados en 1915 por el Dr. Frank Wenner del *U.S. Bureau of Standards*. Consiste en insertar 4 electrodos en el suelo, en línea recta, a una misma profundidad de penetración. Las mediciones de resistividad dependen de la distancia entre electrodos y la resistividad del terreno, y por el contrario, no dependen en gran forma del tamaño y del material de los electrodos, aunque sí dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra. [8]

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C_1 y C_2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P_1 y P_2 . Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos. La razón V/I es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo. [8]

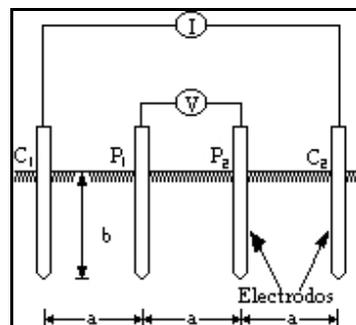


Figura 4.4.- Disposición esquemática de electrodos en el método Wenner. [8]

En la Figura 4.4 se observa la disposición de los electrodos, en donde la corriente se inyecta a través de los electrodos exteriores y el potencial se mide a través de los electrodos interiores. La resistividad aparente está dada por la siguiente expresión:

$$\rho := \frac{4 \cdot \pi \cdot A \cdot R}{\left[1 + \left[\frac{2 \cdot A}{(A^2 + 4B^2)^{0.5}} \right] - \frac{2 \cdot A}{(4 \cdot A^2 + 4B^2)^{0.5}} \right]} \quad [4.1]$$

Donde:

- ρ Resistividad promedio a la profundidad A (Ω -m)
- A Distancia entre electrodos (m)
- B Profundidad de enterrado de los electrodos (m)
- R Lectura del Telurómetro o Wegger (Ω)

Si la distancia enterrada (B) es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos (A). O sea $A > 20B$, la siguiente fórmula simplificada se puede aplicar:

$$\rho := 2 \cdot \pi \cdot A \cdot R \quad [4.2]$$

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos. Se recomienda que se tomen lecturas en diferentes lugares y perpendicularmente unas de otras para que no sean afectadas por estructuras metálicas subterráneas. Y, que con ellas se obtenga el promedio. [8]

4.4.2.- Método de Schlumberger

Es una modificación del método de Wenner, ya que también emplea 4 electrodos, pero en este caso la separación entre los electrodos centrales o de potencial (a) se mantiene constante, y las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores a partir de los electrodos interiores, a distancia

múltiplos (na) de la separación base de los electrodos internos (a). La configuración, así como la expresión de la resistividad correspondiente a este método de medición se muestra en la figura. [8]

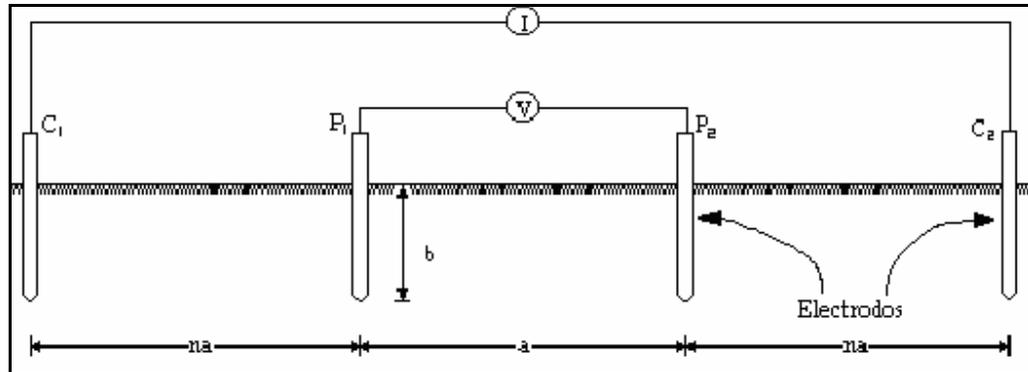


Figura 4.5.- Disposición esquemática de electrodos en el método Schlumberger. [8]

De igual forma, existe una ecuación simplificada escrita a continuación:

$$\rho := 2 \cdot \pi \cdot R \cdot (n + 1) \cdot na \quad [4.3]$$

“El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando se requieren conocer las resistividades de capas más profundas, con profundidad n , sin necesidad de realizar muchas mediciones como con el método Wenner”. [8]

4.4.3.- Perfil de resistividad

Para obtener el perfil de resistividad en un punto dado, se utiliza el método de Wenner con espaciamientos entre electrodos de prueba cada vez mayores. Por lo general, para cada espaciamiento se toman dos lecturas de resistividad en direcciones perpendiculares entre sí. La gráfica resultante de trazar el promedio de las mediciones de resistividad (R) contra distancia entre electrodos (a) se denomina perfil de resistividad aparente del terreno. [8].

Cada tipo de terreno tiene un comportamiento en cuanto a la curva de resistividad que pueda presentar. A continuación se observan ejemplos de diferentes perfiles de resistividad de terrenos.

- Capa superficial arcillosa y húmeda, capa inferior rocosa: perfil ascendente.



Figura 4.6.- Perfil de resistividad tipo ascendente. [8]

- Capa superficial muy seca, capa inferior arenosa: perfil descendente.

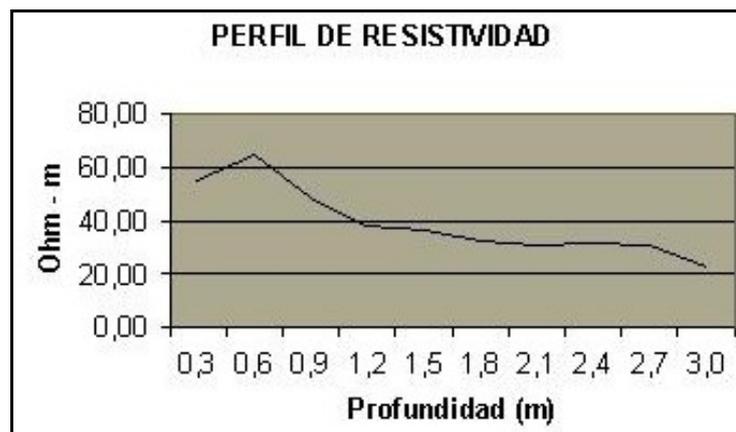


Figura 4.7.- Perfil de resistividad tipo descendente. [8]

- Terreno rocoso y seco. Perfil plano.

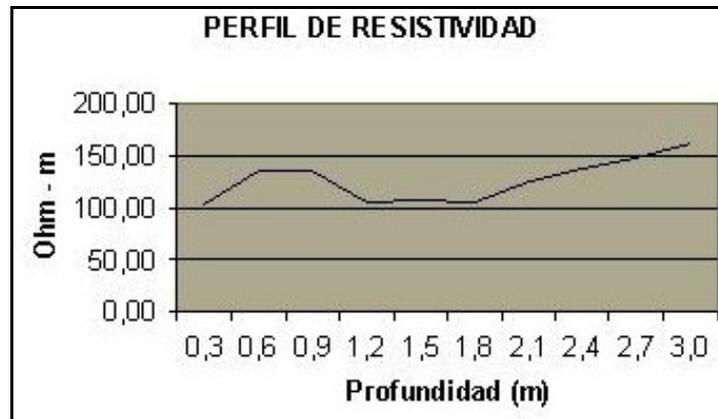


Figura 4.8.- Perfil de resistividad plano. [8]

Existen programas computacionales que recrean perfiles de resistividad del terreno con los datos de las mediciones.

El programa utilizado para los cálculos, IPI2WIN [9], fue diseñado para la interpretación automática o semi-automática de datos de sondeo eléctrico vertical, obtenidos con varios de los arreglos utilizados con más frecuencia en la propensión eléctrica. Especial atención está puesta en la interpretación iterativa flexible y cómoda para el usuario.

Debido a la variación de la solución dada por el criterio del interpretador es posible elegir, entre un juego de soluciones equivalentes, la que mayor se ajuste tanto a los datos geofísicos (e.g. la que produzca un menor error de ajuste) como a los datos geológicos (e.g. sección geoelectrica en correspondencia a la información geológica).

Mediante la comparación de varias definiciones de la estructura geológica a lo largo del perfil y no del resultado de un sondeo aislado se determinada la mejor aproximación. Ella provee la oportunidad de utilizar la información geológica a priori, extrayendo la mayor cantidad de datos posible en situaciones geológicas complejas. [9]

4.4.4.- Suelo Bi estratificado

La norma Std 80-1986 [10] contempla la posibilidad de dos tipos de suelo en cuanto a su resistividad aparente.

Se habla de un suelo uniforme cuando la resistividad del terreno es constante tanto lateralmente como en profundidad; es evidente que esto no ocurre en la realidad. Sin embargo, puede tomarse esta suposición sin caer en errores significativos, cuando el terreno es esencialmente uniforme (vertical y horizontalmente) a una distancia (tomada desde el centro del terreno) aproximada de tres a cinco veces la diagonal de la cuadrícula exterior de la colocación de la malla de puesta a tierra.

Se supone un suelo no uniforme, aquel donde la resistividad medida varía considerablemente con la profundidad. Es común deducir, de lecturas de campo, una estratificación del suelo en dos o más pacas con espesor adecuado según las especificaciones del suelo. [10]

El modelo de dos estratos del suelo o suelo Bi estratificado supone la clasificación más simple del terreno, esto es, anticipar que un modelo de dos capas es razonablemente válido para las condiciones del terreno y el rango variable de resistividad hallada en el sitio. Afortunadamente, casi siempre es posible satisfacer estos requerimientos sin cometer errores serios de cálculo.

En principio, un sistema de tierra en un suelo de dos estratos se comporta diferentemente en comparación con el mismo sistema en un suelo uniforme. Generalmente, para un sistema de tierra en suelo uniforme o en suelo de dos estratos, donde la resistividad del estrato superior es menor que la resistividad del estrato inferior, la densidad de corriente es mayor en los conductores ubicados en el perímetro de la malla de puesta a tierra. En suelos de dos estratos donde la resistividad del estrato superior es mayor que la resistividad del estrato inferior, la densidad de corriente es más uniforme en todos los conductores del sistema de puesta a tierra. Esto se debe a la tendencia de la corriente de fuga de ir hacia abajo, a la capa de menor resistividad, en lugar de ir hacia arriba y saliendo por la capa superior de mayor resistividad. [10]

Las ecuaciones que gobiernan el funcionamiento de un sistema de tierra enterrado en suelos de múltiples estratos puede obtenerse mediante la resolución de ecuaciones de Laplace para una fuente puntual de corriente, o mediante el método de las imágenes, el cual proporciona idénticos resultados. El uso de cualquiera de los métodos para determinar el potencial de tierra causado por una fuente puntual de corriente resulta en una serie infinita de términos que representan las contribuciones de cada imagen de la fuente puntual de corriente. [10]

La formulación exacta de las ecuaciones donde se incluyen estos efectos se encuentran en las referencias [B35], [B57] y [B98] de la norma Std 80-1986 [10] consultada.

Cambios abruptos en la resistividad de los bordes de cada capa de suelo pueden ser descritos por medio de un factor de reflexión. Este factor de reflexión es definido de la siguiente forma:

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad [4.4]$$

Donde:

- K Factor de Reflexión
- ρ Resistividad de la capa superior ($\Omega\text{-m}$)
- ρ_s Resistividad de la capa de piedra picada ($\Omega\text{-m}$)

El rango de valores de resistividad para la capa de piedra picada depende de muchos factores, algunos de los cuales son el tipo de piedra, el tamaño, la condición de la piedra (pura o con impurezas), cantidad y tipo del contenido de humedad, contaminación atmosférica, etc. La resistividad del agua dentro de una piedra húmeda es una influencia considerable en la medición de resistividad para la capa de piedra picada.

De tal forma que, la piedra sometida al rocío del mar puede poseer una resistividad sustancialmente menor que la piedra utilizada en ambientes áridos.

Un valor de $3000 \Omega\text{-m}$ ha sido usado para la resistividad de piedra picada húmeda. Sin embargo, las condiciones locales, tamaño y tipo de piedra, etc., pueden indicar el uso de un valor mayor o menor de resistividad. Por lo tanto, es importante que la resistividad de las muestras de suelo típicamente usados en un área, sean medidos. [10]

En la figura 4.9, un observador en la capa inferior del suelo vería una fuente de corriente de magnitud i , una imagen reflejada desde la interfaz de la capa inferior de magnitud $-Ki$ y una serie infinita de imágenes reflejadas desde la superficie de la capa superior, de magnitudes $K^n(1-K)i$, para n desde cero hasta infinito. Un observador desde la capa superior vería una fuente y su reflejo en la superficie de la capa superior, ambas de magnitud aparente $(1+K)i$ y una serie infinita de pares de reflexiones de magnitud $K^n(1+K)i$, para n desde uno hasta infinito. [10]

Estas reflexiones se harían sucesivamente a mayores alturas y profundidades. Una figura similar se podría dibujar para representar el caso de una fuente de corriente en la capa superior del suelo.

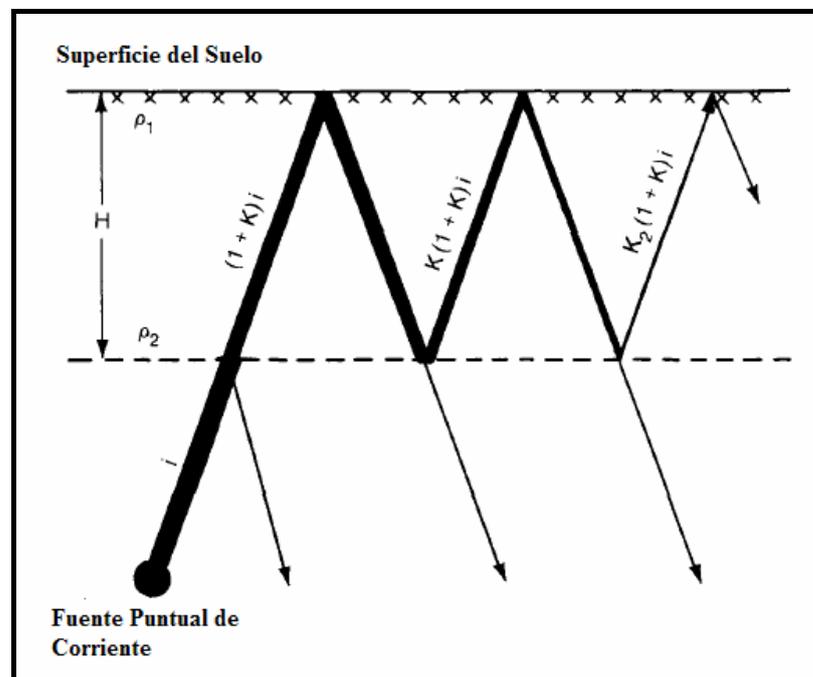


Figura 4.9.- Reflexiones de corriente en suelo de dos estratos con fuente de corriente en estrato inferior.

Mientras que la representación más precisa de un sistema de puesta a tierra debería basarse en las variaciones reales de la resistividad del suelo dentro del perímetro de la subestación, es rara vez justificable económicamente o factible técnicamente, modelar todas estas variaciones. Aunque, en la mayoría de los casos, la representación de un electrodo a tierra en un modelo equivalente de suelo con dos estratos es suficiente para diseñar un sistema de puesta a tierra seguro. [10]

4.5.- Diseño de la Malla de Puesta a Tierra

4.5.1.- La seguridad y la Puesta a Tierra

Una malla de tierra efectiva, consiste típicamente de conductores desnudos interconectados, en donde son conectadas también las estructuras y partes metálicas de la subestación. La malla de tierra debe cumplir con una función normal para la operación apropiada del sistema y una función de seguridad, es decir, mediante esta conexión se minimiza la posibilidad de accidentes con el personal y daño en el equipo -tanto de potencia como de comunicaciones- y se maximiza la confiabilidad del sistema eléctrico y de los equipos de comunicaciones.

De igual forma, cuando se presentan condiciones anormales, tales como ondas de sobretensión y descargas atmosféricas, o también fallas a tierra del sistema, la malla de tierra proporciona un método seguro y efectivo para controlar y disipar las sobrecorrientes y sobretensiones resultantes, con el propósito de no causar daño al personal y a los equipos.

A menudo las personas asumen que cualquier objeto puesto a tierra, puede ser tocado. Esta concepción errónea, probablemente contribuyó a causar accidentes en el pasado, ya que una resistencia de tierra baja no es, por sí sola, una garantía de seguridad. No existe una simple relación entre la resistencia de los sistemas de tierra como un todo y la máxima corriente de choque a la cual puede estar expuesta una persona. Por lo tanto, una subestación con una relativamente baja resistencia de tierra puede ser peligrosa bajo ciertas circunstancias, mientras que otra subestación con una muy alta resistencia de tierra puede ser segura o puede hacerse segura, a través de un cuidadoso diseño.

Por ejemplo, si una subestación es alimentada a través de una línea aérea con conductores desnudos o sin cable de guarda, una red de baja resistencia es importante. Una parte sustancial de la corriente de falla total entra a la tierra causando casi siempre un pico de aumento del potencial local de tierra. [10]

Esto se ve representado en la Figura 4.9a.

Si se utiliza un cable con aislamiento, barras encapsuladas en gas -SF6- o alimentadores subterráneos, una parte de la corriente de falla regresa a través de este camino metálico, directamente hacia su fuente. Debido a que este enlace metálico provee un camino de baja impedancia paralelo al circuito de retorno, el incremento del potencial local de tierra es, en última instancia, de menor magnitud. [10]

Esto se representa en la Figura 4.9b.

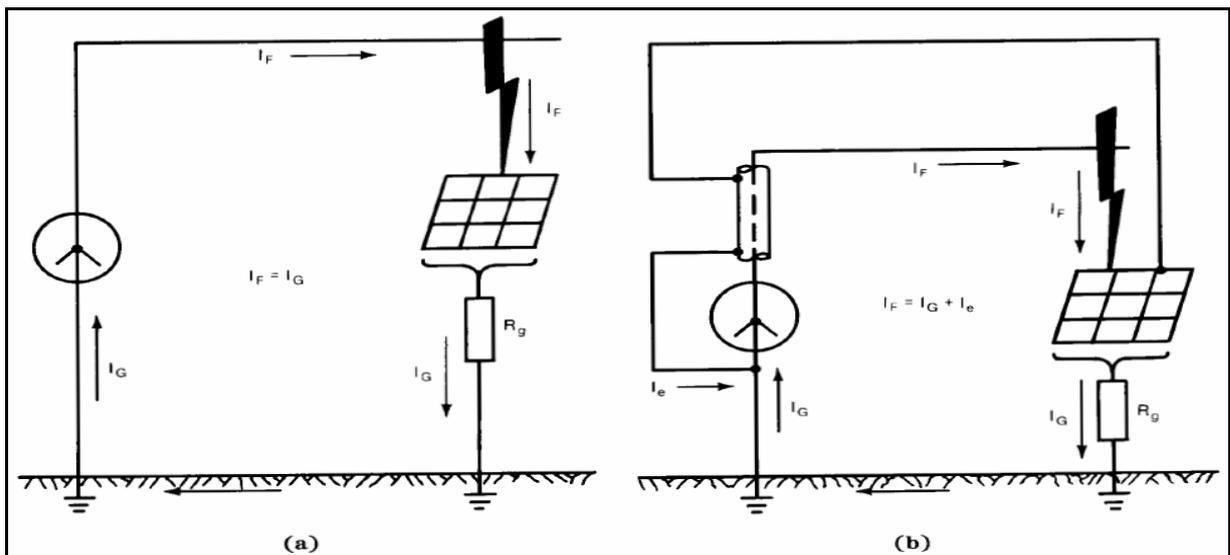


Figura 4.9.- Subestación típica con y sin múltiples camino de retorno a tierra. [10]

En cualquier caso, el efecto de esa porción de corriente de falla que entra en la tierra ubicada dentro del área de la subestación, debería ser analizado. Si la geometría, la ubicación de electrodos de tierra, las características del suelo y otros factores contribuyen a un excesivo gradiente de potencial en la superficie de la tierra, el sistema de malla de tierra puede ser inadecuado, a pesar de su capacidad de llevar corrientes de falla en magnitudes y períodos permitidos por los relés de protección.

Los efectos del paso de corriente eléctrica por las partes vitales del cuerpo humano dependen de la duración, magnitud y frecuencia de esa corriente. La consecuencia más grave de tal exposición es una condición cardíaca conocida como fibrilación ventricular, dando lugar a la detención inmediata de la circulación sanguínea.

En realidad, altos gradientes de potencial a tierra provenientes de fallas son muy poco frecuente, y choques por esta causa, aún más. Por otra parte, ambos eventos son casi siempre de poca duración. Por lo tanto, no sería práctico diseñar en contra de choques que no son tan dolorosos y que no causan heridas serias, como lo son las corrientes por debajo del umbral de fibrilación. La magnitud y duración de la corriente que pasa por el cuerpo humano a 50 o 60 Hz debería ser menor que aquella que causa fibrilación ventricular. [10]

4.5.2.- Circuitos Equivalentes para Fallas

Para corriente continua y alterna a frecuencia normal, el cuerpo humano puede ser representado por una resistencia no inductiva. Esta resistencia se encuentra entre extremidades, es decir, desde una mano hacia ambos pies, o desde un pie hacia el otro. En cualquier caso el valor de esta resistencia es difícil de establecer. En la literatura se sugiere que la resistencia de los tejidos internos, sin incluir la piel es de aproximadamente 300 Ω , mientras los valores de esa misma resistencia incluyendo la piel, va desde los 500 hasta los 3000 Ω .

Con base en esas conclusiones, los valores de resistencia superiores a 1000 Ω pueden ser permitidos, cuando se refiere al camino entre un pie y el otro. Sin embargo, los factores siguientes deben ser considerados:

- El voltaje entre dos pies, doloroso pero no fatal, podría resultar en una caída que provoque el flujo de corriente a través del área del pecho. El grado de peligrosidad dependerá aun más de la duración de la falla y de la posibilidad de otra falla sucesiva, quizás debida a un recierre.
- Una persona podría estar trabajando o descansando en una posición propensa al peligro cuando la falla ocurra. Es evidente que el peligro que se corre por un contacto entre los pies es mucho menor que por contacto de otro tipo. No obstante, ya que se han producido muertes por este tipo de contactos, es un riesgo que no debe pasarse por alto. [10]

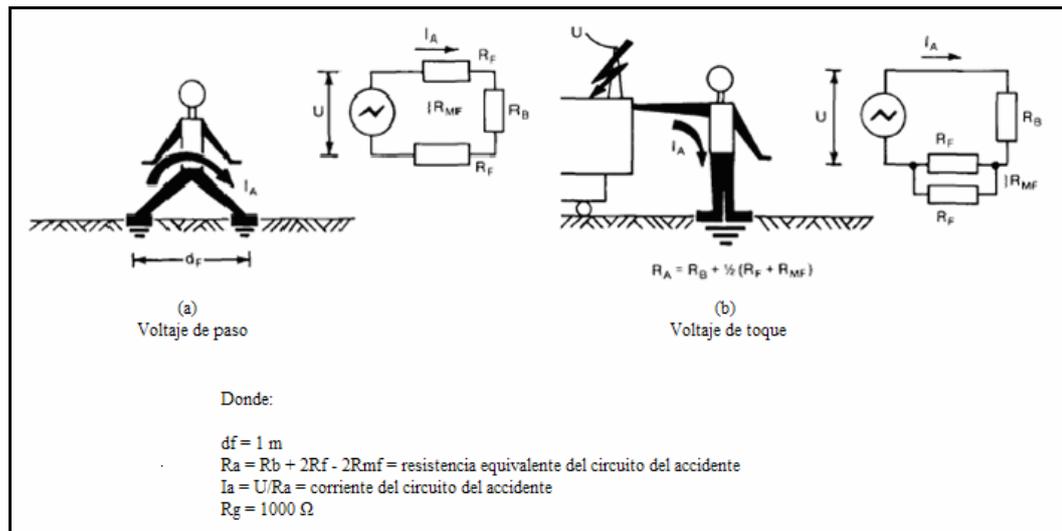


Figura 4.10.- (a) Circuito equivalente del voltaje de paso.

(b) Circuito equivalente del voltaje de toque. [10]

Las Figuras 4.10 (a) y 4.10 (b) describen los circuitos equivalentes de voltaje de paso (contacto de pie a pie) y voltaje de toque (contacto de mano a pies). Aquí, el potencial U , manejado por el cuerpo, es la máxima diferencia de potencial entre dos puntos accesibles en la superficie del suelo, separados por la distancia de un paso. [10]

4.5.3.- Criterios sobre las Diferencias de Potencial Permisibles

Durante una falla la tierra absorbe, hasta el punto de saturación, las corrientes que emanan de la malla y de otros electrodos de tierra permanentemente enterrados bajo la superficie. El gradiente de potencial resultante tiene un efecto primario sobre el valor de U . Los siguientes términos definen distintos tipos de diferencia de potencial permisibles dentro de una subestación:

- Potencial de puesta a tierra (Ground Potential Rise GPR). Máximo voltaje que puede alcanzar una malla de tierra con relación a un punto distante de la misma, asumiendo que está al potencial de tierra remota.
- Voltaje de paso. Diferencia de potencial en la superficie, experimentada por una persona haciendo un puente de una distancia de un metro (1 m) con sus pies sin hacer contacto con algún otro objeto en tierra.

- Voltaje de toque. Diferencia de potencial entre el GPR y la superficie de potencial en el punto donde la persona se encuentra parada, al tiempo que coloca sus manos en contacto con una estructura puesta a tierra.
- Voltaje de malla. Máximo voltaje de toque que se encuentra dentro de la malla de puesta a tierra.
- Voltaje de transferencia. Caso especial del voltaje de toque en el cual éste es transferido de una subestación a otra. Típicamente, el caso de voltaje transferido ocurre cuando una persona parada en una subestación toca un conductor puesto a tierra en un punto remoto, o cuando una persona parada en un punto remoto toca un conductor conectado a la malla de puesta a tierra. Durante las condiciones de falla, el potencial a tierra resultante puede ser igual o mayor al GPR total en una malla de puesta a tierra descargando la corriente de falla, en lugar de la fracción del total de este voltaje que se encuentra en situaciones de contacto ordinarias. Es poco práctico y a veces imposible diseñar una puesta a tierra basada en los voltajes de toque causados por voltajes externos transferidos. El peligro que se corre con esos voltajes de transferencia es mejor etiquetar estos circuitos, ductos, etc., como líneas “vivas”. [10]

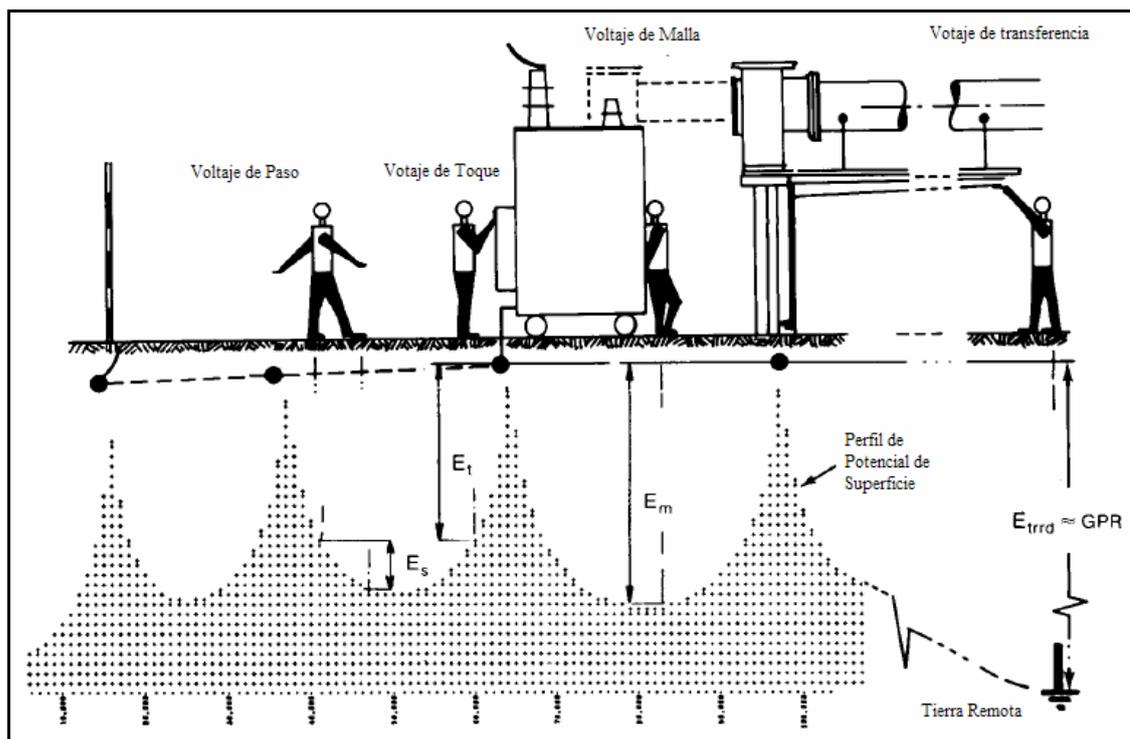


Figura 4.11.- Situaciones básicas de Choques Eléctricos. [10]

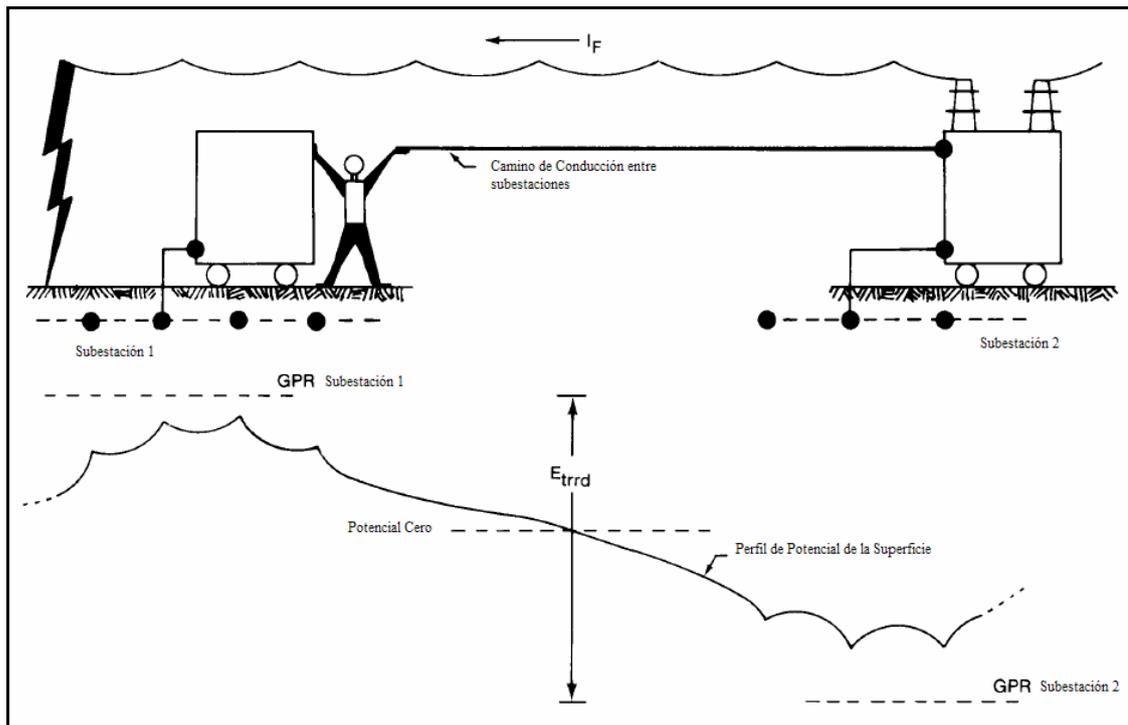


Figura 4.12.- Típica situación de Transferencia Externa de Potencial. [10]

4.5.4.- Consideraciones Principales de Diseño de la Malla de Tierra

Un sistema de tierra debe ser instalado de manera que limite el efecto del gradiente de potencial de tierra hasta los niveles de voltaje y corriente tales, que no pongan en peligro la seguridad de las personas o de los equipos bajo condiciones normales y de falla, así como asegurar la continuidad del servicio, tal como se mencionó anteriormente. Algunas definiciones relacionadas con el sistema de puesta a tierra, son:

- Electrodo. Conductor enterrado horizontalmente, usado para recoger o disipar las corrientes de tierra.
- Malla de tierra. Sistema de electrodos de tierra horizontales que consiste en un número de conductores desnudos interconectados, enterrados, que proporcionan una base común para aparatos eléctricos o estructuras metálicas, usualmente en una ubicación específica.
- Alfombra de malla. Placa metálica sólida o sistema de conductores desnudos poco espaciados entre sí que se conecta, a poca profundidad, de la malla de tierra o en algún otro lugar en la superficie del terreno, con la finalidad de obtener una medida de protección extra, minimizando el peligro de exposición a voltajes de toque o paso en áreas críticas de operación o lugares utilizados con frecuencia

por las personas. Las rejillas de metal, colocadas dentro o encima del terreno, o mallas de alambre instaladas directamente bajo la piedra picada, son formas comunes de hacer una alfombra de malla.

- Jabalina. Conductor enterrado verticalmente para disminuir la resistencia del terreno.
- Sistema de puesta a tierra. Comprende todos los servicios interconectados en un área específica. [10]

El análisis conceptual de un sistema de puesta a tierra generalmente empieza con la inspección de los planos de la subestación, donde se muestren los equipos y estructuras principales.

A modo de establecer ideas básicas y conceptos, los puntos a seguir pueden servir como directrices o aspectos básicos que se deben tomar en cuenta para diseñar una típica malla de puesta tierra.

- Un lazo continuo de conductor debería bordear el perímetro para envolver tanta área como le sea posible y práctico. Esta medida ayuda a evitar grandes concentraciones de corriente y, de ahí, altos gradientes, ambos en el área de la malla y cerca del final de los cables proyectados. Envolver mayor área se reduce también la resistencia del suelo donde va la malla. [10]
- Dentro del lazo, los conductores deberían ir colocados en líneas paralelas y, donde sea práctico, a lo largo de las estructuras o las líneas de equipos, para proveer conexiones a la malla. [10]
- Un típico sistema de puesta a tierra para una subestación puede incluir conductores de cobre, calibre 4/0, enterrados entre 0,5 y 1,3 m bajo el suelo, espaciados entre 3 y 7 m uno del otro, en el patrón de la malla. En las conexiones cruzadas, los conductores son unidos mediante conectores de tipo autofundente. Las jabalinas pueden colocarse en las esquinas de la malla y cada punto de junta a lo largo del perímetro. Las jabalinas de tierra también pueden ser instaladas para los equipos principales. En suelos con múltiples capas de altas resistencias, puede ser útil instalar jabalinas más largas que lo utilizado generalmente, 10 m. (En algunos casos se han utilizado jabalinas de hasta 30 m). [10] [11]
- “El conductor perimetral de la malla de tierra deberá estar conectado a la cerca de la subestación, y colocado paralelo a ella una distancia de metro y medio (1,5 m). La cerca se conectará a dicho conductor perimetral a intervalos de espacio distribuido con cierta regularidad.” [11]

- El sistema de malla se debería extenderse sobre todo el patio de maniobras y, en la mayoría de los casos, más allá de la cerca perimetral. Múltiples conductores bajantes o grandes conductores serían utilizados donde grandes concentraciones de corriente puedan ocurrir, como lo son las conexiones de neutro a tierra de generadores, bancos de condensadores o transformadores. [10]
- La proporción de los lados de la malla usualmente es 1:1 a 1:3, a menos que un análisis asistido por computadora garantice valores más extremos. La frecuencia de conectores de cruce tiene un efecto relativamente pequeño en disminuir la resistencia de la malla. Su función principal es asegurar un control adecuado de los potenciales en la superficie. Estas conexiones cruzadas también son útiles para asegurar múltiples caminos para la corriente de falla, minimizando las caídas de voltaje en la malla misma, y proporcionar cierto grado de redundancia en caso de falla de algún conductor. [10]

4.5.5.- Selección del Conductor

Al momento de elegir el tipo de conductor y el calibre del mismo para hacer la malla de puesta a tierra, hay ciertos requerimientos básicos que deben cumplirse durante el tiempo de vida de diseño de la instalación:

- Tener suficiente conductividad, para que no contribuya sustancialmente con las diferencias locales de voltaje.
- Ser resistentes a fundiciones o deterioro mecánico bajo las condiciones más adversas de magnitud y duración de una corriente de falla.
- Ser mecánicamente fiables y robustos en alto grado, especialmente en lugares expuestos a la corrosión o abuso físico.

El primer requerimiento para la selección de conductores por suficiencia en conductividad es generalmente cumplido cuando los otros dos requerimientos sobre habilidad para conducción de corriente y rigidez mecánica son satisfechos. Estas solicitudes son garantizadas mediante los cálculos descritos seguidamente. [10]

4.5.6.- Premisas sobre el cálculo de corrientes y la selección del conductor

Para la selección del calibre del conductor se utilizan criterios de cortocircuito, y se elabora una formulación cuantitativa que conjuga estos criterios, para llegar a la siguiente ecuación:

$$I = A \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33.S}} \quad [4.5]$$

Donde:

- I Corriente de corto circuito (A)
- A Sección Transversal del Conductor de Cobre (Cmils)
- S Duración de la corriente de cortocircuito (s)
- T_m Temperatura máxima en el conductor (°C)
- T_a Temperatura ambiental promedio (°C)

Todas las juntas que conectan las partes de la red de puesta a tierra con aparatos, conductores y electrodos del sistema eléctrico, deben ser evaluadas en cuanto a conductividad, capacidad térmica, rigidez mecánica y confiabilidad. Una consideración obvia es la de asegurar que la conexión soportará el esperado estrés mecánico por varios años sin presentar deterioro significativo debido a corrosión por fatiga del metal. [10]

Las fuerzas electromagnéticas producidas por altas corrientes de falla pueden ser severas. En pruebas de fallas por etapas, se han observado grietas en conductores de cobre cuando se acercan a su temperatura límite de fusión. También, durante algunas instalaciones, se anticipan reducciones en la rigidez de los conductores, debido al templado de los mismos. El método más común para realizar conexiones en mallas de tierra son las soldaduras exotérmicas, soldadura de conectores y conectores de presión. Algunas premisas para su aplicación son, [10]:

- Si se considera el templado de un conductor por razones mecánicas, es prudente no superar los 250 °C sin importar el tipo de conexión utilizada.
- La temperatura límite de 450 °C es un valor razonable para las conexiones soldadas, considerando que algunas aleaciones de cobre para estas soldaduras, empezarán a derretirse a temperaturas menores de 600 °C.
- Las conexiones exotérmicas se harán con un material que tiene aproximadamente la misma temperatura de fusión que el cable, de manera que esta conexión puede ser vista y catalogada como una parte integral de un conductor homogéneo.
- Los conectores de presión existen en variedad de elaboración y clasificación. Las más comunes son por calzado o apernado. En general, los conectores a presión operan a menores temperaturas que el conductor. Debido al efecto de disipación de calor que posee un conector, el conductor puede llegar a fundirse antes que éste. Por lo tanto, se sugiere un límite de 250 °C para este tipo de conexiones. [10]

Es necesario el cálculo del área mínima del conductor para los tramos de bajantes y los del conductor enterrado, ya que generalmente los tramos con bajantes utilizan conexiones apernadas del lado externo desde los equipos hasta la malla y, en los conductores enterrados se utilizan conexiones fundentes o soldadura. Con base en la ecuación anterior, se determina el calibre del conductor para cada uno de los casos mediante la expresión simplificada, [10]:

$$A = I_g * K_f * \sqrt{t_c} \quad [4.6]$$

Donde:

A Área del conductor (Kcmil)

I_g Corriente máxima de falla en la subestación (A)

t_c Tiempo estimado de falla (s)

K_f Constante para el material, depende de la temperatura del mismo

Para el cálculo de la resistencia de malla de tierra se establece que los valores máximos están comprendidos entre 1Ω para subestaciones con grandes áreas de terreno y 5Ω y para subestaciones con terrenos pequeños, [11]. Como criterio de referencia se tomará el valor de la resistencia contemplado en [12], el cual es igual o menor a 1Ω . El cálculo de la resistencia de malla se realiza mediante la siguiente expresión:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad [4.7]$$

Donde:

- Rg Resistencia (Ω)
- ρ Resistividad del terreno ($\Omega - m$)
- L Longitud del conductor enterrado (m)
- A Área ocupada por la malla (m^2)
- h Profundidad a enterrar el conductor (m)

Se calcula también la corriente de circulación por tierra (I_G) a partir de la corriente de corto circuito en barra de la subestación aplicando un conjunto de factores. La expresión utilizada para dicho cálculo es la siguiente:

$$I_G = I_f * S_f * D_f * C_p \quad [4.8]$$

Donde:

- If Valor de corriente rms de falla simétrica monofásica (A)
- Sf Factor de División de Corriente
- Df Factor de decrecimiento
- Cp Factor de corrección por proyección futura

El Factor de División de Corriente representa el inverso del cociente entre el valor de la corriente de falla y la porción de esa corriente que fluye entre la malla de tierra y el suelo. Para los propósitos de cálculo del valor de diseño, para una corriente de malla máxima y una corriente de malla simétrica, por definición, puede asumirse que la relación entre ellas es constante durante el periodo de la falla, [10]. Este factor se expresa mediante la ecuación:

$$S_f = \frac{I_g}{3 I_0} \quad [4.9]$$

Donde:

- I_g Corriente de malla simétrica en A
- I_0 Corriente de falla en secuencia cero en A

El Factor de Decrecimiento por el cociente entre I_F e I_f , como se observa en las ecuaciones siguientes. El valor de I_F está dado por:

$$I_F = I_f \sqrt{\frac{2}{t_f} \int_0^{t_f} [\cos(\omega t) + e^{-t/T_a}]^2 dt} \quad [4.10]$$

Donde:

- I_F Valor rms de la corriente asimétrica para el periodo de ocurrencia de la falla (A)
- t_f Duración de la falla (s)

Entonces, los valores típicos para D_f se encuentran en la Tabla 4.1, obtenida de [10] y su ecuación viene siendo:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-t_f/T_a})} \quad [4.11]$$

Donde:

- T_a Constante de tiempo del subtransitorio del sistema equivalente fallado (s)

Tabla 4.1.- Valores Típicos de D_f [10]

Valores Típicos de D_f		
Duración de la Falla (s)	Números de Ciclos (@ 60Hz CA)	Factor de Decrecimiento D_f
0,008	½	1,65
0,10	6	1,25
0,25	15	1,10
0,5 o mayor	30 o mayor	1

El factor de corrección por proyección futura es la relación del incremento relativo de corrientes de falla durante el tiempo de vida de la subestación. Para un sistema con crecimiento futuro igual a cero, el valor de C_p es igual a 1. [10]

Una vez halladas la corriente de circulación por tierra y la resistencia de la malla, otro valor que se debe calcular es la elevación de potencial con respecto a potencial cero “0” de la malla. Se calcula mediante la expresión:

$$GPR = I_G \times R_g \quad [4.12]$$

4.5.7.- Cálculo de voltajes de paso y toque

Los voltajes de paso y de toque deberán estar limitados a 3133 Voltios y 885 Voltios respectivamente. Estos valores corresponden al caso en que el área de la subestación este recubierta con una capa de 10 cm piedra picada, que la resistividad superficial tenga un valor de 3000 Ohm/m y que el tiempo de despeje de la falla sea de 0,5 segundos. [10]

Dichas pautas son establecidas por las siguientes ecuaciones:

$$V_{paso} = (157 + 0,235ps) / \sqrt{ts} \quad [4.13]$$

$$V_{toque} = (157 + 0,696ps) / \sqrt{ts} \quad [4.14]$$

Estas ecuaciones se basan en la suposición de que la persona en contacto con la superficie tiene un peso aproximado de 70 Kg, lo cual constituye el caso más desfavorable, permitiendo que las tensiones de paso y de toque admisibles serán menores.

4.5.8.- Factores adicionales

El diseñador debe tomar precauciones para asegurar que la temperatura de cualquier conductor, no superará la máxima temperatura permitida del componente más débil, o alguna otra limitante, como por ejemplo:

- Baja temperatura debida a circunstancias especiales. Típicamente, conductores cercanos a materiales inflamables deben ser sometidos a restricciones mayores.
- Factores ambientales. La posible exposición a factores ambientales corrosivos debe ser examinada. Pudiese ocurrir una degradación paulatina del sistema de puesta a tierra durante su tiempo de vida, lo que hace aumentar las precauciones al respecto. [10]

Los bajantes hacia la malla de tierra pueden llegar a ser sometidos al total de la corriente de falla, mientras que cada porción del conductor dentro de las cuadrículas de la malla, se somete a una fracción de esa corriente. Por lo tanto, los bajantes pueden requerir un calibre mayor al de los conductores de la malla de tierra, ya que necesitan soportar la corriente de falla total. El National Electrical Safety Code (Código Eléctrico Nacional de Seguridad) ANSI C2-1984 especifica el uso de conductores AWG N° 6 de cobre o AWG N° 4 de aluminio para bajantes y descargadores de fallas a tierra. [10]

Los conductores utilizados como bajantes para pararrayos casi nunca requieren mayor consideración. El calibre de un conductor, que es seleccionado de acuerdo con la corriente de falla a soportar, usualmente también puede soportar descargas de tiempo corto causadas por rayos. No hay evidencia de fusión de un conductor de cobre mayor al AWG N° 10, debida al paso de una corriente de descarga. [10]

4.5.9.- Selección Definitiva del Conductor

En la práctica, los requerimientos mecánicos demandarán un mínimo calibre de conductor de la cuadrícula de la malla de puesta a tierra. Se recomiendan calibres mínimos 1/0 y 2/0 de cobre para conectores de presión y apernados, respectivamente. Un estudio internacional reciente ha demostrado que casi el 66% de las edificaciones públicas utilizan 4/0 de cobre para la malla y, aproximadamente el 16% prefiere utilizar conductores hasta 500 kcmils. Por otro lado, cerca del 25% de las mismas, reportan el uso de conductores de cobre 1/0 sin presentar problemas mecánicos de ningún tipo. [10]

Aunque parezca apropiado establecer calibres mínimos para condiciones locales, la necesidad de ser conservadores merece consideración. Algunas de las razones específicas son, según [10]:

- El mal funcionamiento de relés y los errores humanos pueden causar tiempos de falla excesivos antes del tiempo de despeje de los relés. Este tiempo de despeje es generalmente diseñado para adaptarse al conductor. Para subestaciones pequeñas, puede llegar a ser de tres segundos o más. Sin embargo, como las subestaciones grandes tienen esquemas de protección complejos o redundantes, la falla por lo general será despejada en un segundo o menos.
- El valor de corriente usado para determinar la demanda del conductor debe tomar en cuenta la posibilidad de crecimiento futuro. Es menos costoso incluir un margen adecuado en el tamaño del conductor para el diseño inicial, en lugar de tratar de reforzar el número de conductores de tierra más adelante.

4.6.- Tableros y Alimentadores de los Circuitos de Iluminación y Tomacorrientes

4.6.1.- Estimación de cargas de Corriente Alterna

En el estimado de cargas de corriente alterna se señala la carga estimada en KVA de cada uno de los equipos de iluminación y tomacorrientes instalados y se calcula la corriente en amperios que resulta de su conexión a la barra. De igual forma, se realiza el equilibrio de cargas entre las tres fases, para ser dispuestas en un tablero de Corriente Alterna.

4.6.2.- Nivel de Cortocircuito en Barra del Tablero de 208 Vca

Mediante la utilización de la herramienta de cálculo ETAP, se realizó el estudio de corto circuito definido anteriormente y, se halló el valor de la corriente de corto circuito en barras de 34,5 KV. Con estos valores se hizo una simulación para calcular la corriente de corto circuito de los tableros de baja tensión que se instalarán en las distintas localidades de las subestaciones S-I y S-II.

4.6.3.- Acometidas de los Tableros de Corriente Alterna 208-120 V

El conductor de fase del tablero es seleccionado con capacidad para cubrir la Demanda Diversificada Máxima Calculada, a la cual se le suma una capacidad de reserva del 30%, para así suplir una Demanda Máxima Final. Esta demanda se corresponde con una corriente de línea y una corriente de diseño conforme a los cálculos que se muestran en una Tabla de Cargas mostrada en el Anexo N° 1.

El conductor de neutro se selecciona por capacidad de carga, considerando una falla en una de las fases, la carga máxima conectada de fase a neutro en cualquiera de las otras fases es igual al 120%. El conductor de tierra se selecciona aplicando la Tabla 250-95 del Código Eléctrico Nacional (CEN), la cual es mostrada en el Anexo N° 2.

- Preselección de los conductores de fase:

Utilizando la Tabla N° 310-16 del CEN, mostrada en el Anexo N° 3, se preselecciona el conductor. Seguidamente se verifica la preselección por capacidad térmica, caída de tensión y por capacidad de corto circuito, utilizando la Tabla N° 310-17 del CEN, mostrada en el Anexo N° 4.

- Comprobación por capacidad térmica del conductor de fase:

Se utiliza el Coeficiente de Corrección por Temperatura Ambiente, el cual se determina:

$$K1 = \sqrt{\frac{Tc - Ta}{Tc - Tar}} \quad [4.15]$$

Donde:

Tc Temperatura máxima de operación

Ta Temperatura ambiente

Tar Temperatura ambiente de referencia del fabricante

Este coeficiente se multiplica por la ampacidad del conductor, mostrada en el Anexo N° 3, para comprobar la capacidad térmica del conductor.

- Comprobación por caída de tensión del conductor de fase:

$$\% \Delta V = \frac{kVAxL}{10kV^2} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \quad [4.16]$$

Donde:

L Longitud del conductor (km)

Cos φ Factor de Potencia

La caída de tensión debe ser menor a 1% según la Norma 42_87 [13] de CADAPE, para la distancia máxima con su Demanda Máxima Final. Los valores para la reactancia y resistencia de los conductores pueden ser tomados de las Tablas C-211 y C-212 del Manual de Normas y Criterios para Proyectos de Instalaciones Eléctricas del Ministerio de Obras Públicas (MOP) [14], mostradas en el Anexo N° 5.

- Comprobación por capacidad de corto circuito del conductor de fase:

Las capacidades de corto circuito de los conductores se determinan por:

$$(I/A)^2 \times t = 0,0297 \times \log \{(T_2 + 234) / (T_1 + 234)\} \quad [4.17]$$

Donde:

- I Corriente de corto circuito (A)
- A Área del conductor en (Cmils)
- T1 Temperatura máxima de operación (s)
- T2 Temperatura máxima admisible de corto circuito (s)
- t Máxima duración del corto circuito (s). Para el estudio, fue de 0,5 segundos

Los conductores que llevarán alimentación a cada circuito de iluminación y tomacorrientes son seleccionados de la misma forma. Un circuito monofásico que lleva iluminación, generalmente utiliza un cable calibre N° 12 que posee una capacidad máxima de 2400 W.

Según las normativas de CADAFE 53_87 [15] y 54_87 [16] está establecido para el diseño de una acometida de baja tensión, una capacidad de diseño normal del 80%. Se recomienda una capacidad de diseño conservadora del 50%.

Cada circuito será cargado con 1200 W, lo que equivale a 6 luminarias de 200 W cada una. Un circuito de tomacorrientes utiliza un calibre N° 10 con capacidad máxima de 3600 W. Considerando que cada tomacorriente doble tendrá una carga máxima de 300 W, un circuito alimentará un máximo de 6 tomacorrientes, o 1800 W. En casos especiales (largas distancias, cargas trifásicas) se utilizará un calibre N° 8, para 3000 W máximo.

El recorrido que efectúan los conductores será a través de canalizaciones por tubos seleccionados según la Tabla D-1 del MOP, ubicada en el Anexo N° 6.

4.7.- Estudio del sistema de iluminación

Considerando que los ambientes son cerrados o semi-cerrados, se plantea el estudio de iluminación. Una buena iluminación de interiores debe cumplir las siguientes condiciones esenciales:

- Suministrar una cantidad de luz suficiente.
- Eliminar todas las causas de deslumbramiento.
- Prever equipos de alumbrado apropiados según el caso particular.
- Utilizar fuentes luminosas que garanticen una reproducción satisfactoria de los colores para cada caso particular. [17]

Comúnmente los datos básicos para iniciar el proyecto son los planos del local a iluminar, sea industrial, comercial, etc. Para la elaboración de un proyecto se deben seguir los siguientes pasos:

- Determinación del nivel de iluminación.
- Elección del tipo de lámpara.
- Elección del sistema de iluminación y de los equipos de alumbrado.
- Elección de la altura de suspensión de los equipos de alumbrado.
- Distribución de los equipos de alumbrado.
- Número mínimo de los equipos de alumbrado.
- Cálculo del flujo total que se ha de producir.
- Distribución del número definitivo de los equipos de alumbrado. [17]

Se han prescrito diversos niveles de iluminación, mediante investigaciones científicas, para los distintos tipos de locales y las diferentes tareas visuales. Estos niveles de iluminación se expresan en tablas; en estas tablas se expresan los niveles de iluminación mínimos que, en ningún caso deben disminuirse, y los valores recomendables de iluminación para diversas tareas visuales que se realizan en fábricas, oficinas, salas de clase, viviendas particulares, etc. [17]

Para el proyecto, se consideraron los niveles de iluminación establecidos por la Norma Covenin 2249-93. En el Anexo N° 7, se encuentran algunas de las tablas utilizadas. En cuanto a la elección del tipo de lámpara y luminaria a utilizar para la iluminación de la subestación, se observan los distintos usos de los tipos de lámparas, descritos brevemente.

Para iluminaciones inferiores a 100 lux se utilizará siempre alumbrado general. Para iluminaciones comprendidas entre 100 lux y 1000 lux puede complementarse el alumbrado general con un alumbrado localizado o individual, permanente o temporal, que nos permita alcanzar los valores deseados de iluminación. Para iluminaciones superiores a 1000 lux, el alumbrado del plano de trabajo habrá de ser localizado, lo que no excluye el necesario alumbrado general.

La lámpara incandescente, es de cómodo y común empleo, y debido a que existe una amplia gama de potencias disponibles en el mercado para este tipo de lámpara; por lo tanto, es una buena solución para una gran cantidad y variedad de problemas de alumbrado. La desventaja de estas lámparas es que tienen una vida útil muy corta (de unas 1000 horas) y un bajo rendimiento luminoso y por lo tanto su empleo está reducido a los casos en los que no se requiere un elevado número de horas de operación anuales y la iluminación necesaria es inferior a 200 lux.

La lámpara fluorescente se utiliza cuando se requiere una temperatura de color elevada (4500 °K a 6500 °K) con predominio de los colores neutros y fríos del espectro, dando un tono de luz blanca. Se aplica cuando el nivel de iluminación en el plano de trabajo debe alcanzar o sobrepasar los 200 lux, en especial si se requiere un elevado número de horas de operación anuales (2000 horas o más).

Las lámparas de vapor de mercurio de color corregido y de las lámparas de vapor de mercurio de luz mixta son utilizadas cuando las condiciones de calidad de la luz son menos imperativas. Tienen un alto rendimiento luminoso y una larga vida útil, resultan especialmente indicadas para alumbrado directo, con equipos de alumbrado suspendidos a mucha altura, en las grandes naves industriales. En esta aplicación en particular, su elevada potencia unitaria permite aprovechar bien su gran altura de suspensión, separando debidamente los equipos de alumbrado y disminuyendo, por tanto, el número de estos aparatos.

La lámpara de vapor de sodio únicamente se utilizará en casos de alumbrado interior en casos excepcionales ya que tiene un bajo rendimiento del color. [17]

Puesto que hay varios ambientes dentro de la subestación, cada uno fue estudiado de forma particular, tomando en cuenta sus necesidades individuales. Seguidamente se elaboró el cálculo de iluminación que cumpliera con las normas a seguir. La descripción de la iluminación para cada espacio, se hace de forma detallada a continuación.

El Edificio de Oficinas y la Casa de Mando son ambientes comunes para ambas subestaciones, y requieren iluminación específica para trabajos sobre planos de trabajo y labores específicas. Para ello, se colocaron luminarias fluorescentes de 4x36 W, 120 V, empotradas en plafón y otras similares de 1x18 W, 120 V, embutidas en el techo. Dentro del cuarto de baterías se utilizan las mismas luminarias pero a prueba de explosión. Como existen depósitos y cuartos poco frecuentados, se planteó la utilización de lámparas incandescentes de 1x100 W, 120 V.

Para mantener un nivel de iluminación dentro de los límites establecidos en los pasillos internos que comunican el edificio principal con los edificios de Equipos, se plantea la utilización de luminarias industriales colgantes del tipo fluorescentes de descarga de 1x150 W, 120 V. Igualmente se hicieron cálculos satisfactorios con reflectores con lámparas de Vapor de Mercurio halogenado, 2x400 W, 208 V.

La Sala de Equipos Encapsulados GIS, siendo el espacio de la subestación que alberga los equipos de protección en niveles de tensión de 115 KV, se hará con luminarias tipo Industrial de Vapor de Sodio de Alta Presión 1x400 W, 208 V. Aunque no realiza copia fiel de los colores, se consideró como opción.

Los patios de los Transformadores de Potencia fueron iluminados por reflectores industriales de 1x1800 W, 208 V, tipo Vapor de Mercurio de Alta Presión, garantizando altos niveles de flujo luminoso en esos espacios de grandes dimensiones.

Para la iluminación de emergencia, se utilizaron lámparas incandescentes de 1x100 W, 110 V, del tipo vapoleta con protector de policarbonato. Para ambientes mayores y corredores se utilizaron reflectores con lámparas incandescentes de 150 W, 110 V.

Las especificaciones sobre los tipos de luminarias y utilización dadas, se describen con detalle en el capítulo siguiente. Luego de la selección de las luminarias y lámparas para utilizar en cada ambiente de la subestación, se realizaron ciertos cálculos que permitieron corroborar la correcta selección.

El método de cálculo para determinar el nivel de iluminación requerido, fue el cálculo de la Iluminancia Media. Para ello, se siguen varias pautas previas que llevan a los resultados definitivos, las cuales se especifican a continuación.

4.7.1.- Flujo luminoso total

Del flujo luminoso total emitido por las lámparas, solamente una parte llega directamente a la superficie de trabajo; otra parte del flujo emitido, se dirige a las paredes, donde, como ya sabemos, una fracción se absorbe y otra llega a la superficie de trabajo después de una o varias reflexiones; finalmente, otra parte del flujo luminoso se emite hacia el techo donde, como antes, una porción se absorbe y otra llega a la superficie de trabajo.

La reflexión de la luz sobre las paredes del local juega un importante papel sobre el coeficiente de utilización. De la totalidad del flujo luminoso que incide sobre las paredes, una parte se refleja, mientras que otra es absorbida y anulada, dependiendo la proporción de una y otra, del color de las paredes. Aunque se pueden diferenciar un gran número de colores y tonalidades, en general será suficiente diferenciar cuatro tonalidades diferentes como se muestra en la tabla. [17]

Tabla 4.2.- Porcentajes de Reflexión de Distintos colores. [17]

Color	Reflexión
Blanco	70%
Claro	50%
Medios	30%
Oscuros	10%

4.7.2.- Factor de mantenimiento

Las condiciones de conservación ó mantenimiento de la instalación de iluminación, configuran un factor de gran incidencia en el resultado final de un proyecto de alumbrado y de hecho se incluye en la fórmula de cálculo (fm= Factor de mantenimiento).

Las lámparas sufren pérdidas en el flujo luminoso emitido, ya sea por envejecimiento, acumulación de polvo sobre su superficie, efectos de la temperatura, etc. Además las pantallas reflectoras de las luminarias pierden eficiencia y las paredes y cielo raso se ensucian y disminuye su poder reflectante.

Por consiguiente, al calcular el flujo total necesario para obtener un nivel medio de iluminación, será preciso tener en cuenta este factor, ya que de lo contrario obtendríamos el flujo luminoso del primer día de puesta en funcionamiento de la instalación, el cual iría degradándose poco a poco hasta llegar a ser insuficiente. [17]

4.7.3.- Coeficiente de utilización

Al cociente entre el flujo luminoso que llega al plano de trabajo (flujo útil), y el flujo total emitido por las lámparas instaladas, es lo que se llama “Coeficiente de utilización” o “Factor de utilización” y se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_u = \frac{\phi_u}{\phi_t} \quad [4.18]$$

Este coeficiente depende de diversas variables, tales como la eficacia de las luminarias, la reflectancia de las paredes, y las dimensiones del local. [17]

4.7.4.- Coeficiente de utilización y el uso de tablas

Para hallar el Coeficiente de Utilización para un determinado local se deberá obtener de la tabla del Anexo N° 8 [18], en primer lugar, el Índice del Local (por ejemplo: K1= 3) con el K1, se

eligen las Reflectancias de techo, paredes y piso que tendrá el local a iluminar (por ejemplo: techo 70%; paredes 50%. Para el piso las tablas asumen por defecto una reflectancia del 20%). Buscando $K1= 3$ en la columna de la izquierda titulada Índice de Local se recorre el renglón hasta encontrar la combinación de Reflectancias elegida y se encontrará el correspondiente Coeficiente de Utilización en este caso: 0,43. [17]

Las consideraciones hechas hasta aquí, permiten determinar el flujo luminoso necesario para producir la iluminación E , sobre una superficie útil de trabajo S . El flujo útil necesario será:

$$\phi_u = E \times S \quad [4.19]$$

Y como:

$$C_u = \frac{\phi_u}{\phi_t} \quad [4.20]$$

Por lo tanto:

$$\phi_t = \frac{E \times S}{C_u} = \frac{E \times A \times L}{C_u} \quad [4.21]$$

Este será el flujo total necesario sin tener en cuenta la depreciación que sufre con el tiempo, es decir, sin considerar el factor de mantenimiento. Al considerar este factor en la ecuación del flujo total, se tiene:

$$\phi_t = \frac{E \times A \times L}{C_u \times fm} \quad [4.22]$$

Donde:

Φ_t : Flujo total necesario en Lm.

E : Luminancia en el plano de trabajo en Lux.

A : Ancho del local en metros.

L : Longitud del local en metros.

C_u : Coeficiente de utilización.

fm : Factor de mantenimiento.

Conocido el flujo total necesario, se puede obtener el número de lámparas a utilizar, ya que:

$$N = \frac{\Phi_t}{\phi} \quad [4.23]$$

Fácilmente puede deducirse que un mismo flujo luminoso total, puede obtenerse mediante muchas lámparas de bajo flujo nominal, o mediante un pequeño número de lámparas de elevado flujo nominal. La ventaja de utilizar un mayor número de lámparas, consiste en que se obtiene una mejor uniformidad en la iluminación, pero el mantenimiento resulta ser más difícil y de mayor costo. Por el contrario, si se utilizan pocas lámparas, la uniformidad en la iluminación no es buena, aunque de esta manera se obtiene un mantenimiento sencillo y barato.

Una vez se obtiene el número de lámparas, deberá elegirse el número de lámparas que queremos que lleve cada luminaria, procediendo seguidamente a distribuir las de una manera lógica y estética en el área del cielo raso.

El resto de los datos eléctricos serán inmediatos, tales como potencia activa y reactiva consumida, valor de los condensadores de mejora del factor de potencia, sección de los conductores utilizados, interruptores, magneto térmicos, etc. [17]

Para el cálculo de la iluminancia se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$E = \frac{\text{Lúmenes totales} \times CU \times FM}{\text{Area}} \quad [4.24]$$

Donde:

E Iluminancia (luxes)

Lúmenes totales Número final de luminarias x lúmenes p/lámpara x lámparas p/luminaria.

$$N^{\circ} \text{ Lu min arias} = \frac{\text{Area} \times \text{Erequerido}}{(\text{NIxL})x(\text{FxI})x(\text{CU})x(\text{FM})} \quad [4.25]$$

Donde:

Erequerido Iluminancia en luxes requerida en el local

NIxL Número de lámparas por luminaria

FxI Lúmenes por lámpara

CU Coeficiente de Utilización, obtenido a partir de la Relación de Cavidad del Local RCL y los porcentajes de Reflectancias de techos, paredes y piso.

FM Factor de Mantenimiento y Pérdidas.

Para los efectos del trabajo requerido, el cálculo fue realizado igualmente, usando el programa de Philips, “Calculux Indoor Versión 6.6”. Dado que el software requiere un sistema de coordenadas referencial, se utilizó el sistema cartesiano especificando como eje “X” el largo de la subestación, el eje “Y”, el ancho de la subestación y el eje “Z” la altura de instalación de las diferentes luminarias a instalar, con respecto al suelo. Tomando como origen (Xo, Yo, Zo), los ejes de intersección de los ejes A-O.

Se ubicaron las luminarias de forma tal de obtener el mayor grado de eficiencia y, de esta forma lograr una mejor proyección del haz luminoso, con el fin de obtener la iluminación deseada.

Tal como para la iluminación normal, se hacen estos cálculos para la iluminación de emergencia, siguiendo las normas: COVENIN 2249-93, la norma CADAPE 184-88 [19] sobre Instalación de sistemas de iluminación y tomacorrientes, y [18].

CAPÍTULO V

RESULTADOS OBTENIDOS

5.1.- Estudio del Flujo de Carga

Se utilizó el diagrama de la Figura 4.1 para efectuar las simulaciones con ETAP, realizando diferentes cambios en la topología para obtener las corrientes en las barras.

Estos cambios fueron los siguientes:

- Condiciones Normales
- Apertura del interruptor A
- Apertura del interruptor B
- Apertura del interruptor C
- Apertura del interruptor D
- Apertura del interruptor E
- Apertura de los interruptores A, B, L1
- Apertura de los interruptores A, C
- Apertura de los interruptores B, C, G
- Apertura de los interruptores B, D
- Apertura de los interruptores B, E

- Apertura de los interruptores C, D, L2
- Apertura de los interruptores C, E
- Apertura de los interruptores D, E, H

El diagrama y los reportes de las simulaciones se observan en el Anexo N° 9. Se obtuvo el valor máximo de circulación de corriente por el anillo de 115 kV para una simulación en la cual salen simultáneamente una línea y un transformador, el cual fue de 1084 A. Los elementos que componen el anillo deben diseñarse para soportar una corriente de 1250 A, según especificaciones de las barras del anillo. Cada transformador de potencia puede entregar un valor máximo de 2510 A, bajo ventilación y aire forzado, entregando 150 MVA. Teniendo en cuenta que los transformadores tienen reguladores de tomas bajo carga, se observó el valor máximo de corriente que puede circular por las barras de 34,5 kV, siendo 1510 A. El valor para el cual son diseñadas estas barras en cuanto a capacidad de corriente, fue de 1600 A. Los resultados se colocaron en la Tabla 5.1. Se observa en las barras en 208 V, una caída de tensión cercana al 3%, la cual es el límite para conductores de media tensión según [15] y [16]. Se denominan Nodos marginales.

Tabla 5.1.- Reporte de Caídas de Tensión en el Flujo de Carga para S-I y S-II

BARRAS	Tensión nominal (kV)	Tensión en barra (kV)	Caída de Tensión (%)
Jose 115	115	115	0
PS1-A*	34,5	34,56	0
PS1-B*	34,5	34,56	0
PS1-C*	34,5	34,56	0
PS2-A*	34,5	34,5	0
PS2-B*	34,5	34,5	0
PS1-A (480)	0,480	0,472	1,51
PS1-B (480)	0,480	0,475	1,02
PS2-A (480)	0,480	0,472	1,69
PS2-B (480)	0,480	0,472	1,69
PS1-A (208)	0,208	0,203	2,42
PS1-B (208)	0,208	0,204	1,93
PS2-A (208)	0,208	0,203	2,6
PS2-B (208)	0,208	0,203	2,6

5.2.- Análisis de Corto Circuito

Se realizó la simulación del sistema bajo los parámetros establecidos en el capítulo anterior, para los transformadores conectados en Y-Y sólidamente puestos a tierra.

Se realizó una segunda simulación con los transformadores conectados en Y-Y puestos a tierra a través de una resistencia de 5Ω en el secundario.

Se elaboraron simulaciones para los siguientes casos, para cada subestación:

- Condiciones normales
- Falla en línea 1 abriéndose los interruptores A, B y I1
- Falla en la línea 2 abriéndose los interruptores C, D y I2
- Falla T1-PS1 lado 115 KV abriéndose los interruptores F, A, E
- Falla T2-PS1 lado 115 KV abriéndose los interruptores G, B, C
- Falla T3-PS1 lado 115 KV abriéndose los interruptores H, D, E

Bajo estas consideraciones, se realizaron las simulaciones para fallas monofásicas y trifásicas en un periodo de 30 ciclos, manteniendo consistencia con los datos entregados por EDELCA para el nivel de falla en la barra de 115 kV, el cual es de 17,77 kA trifásico y de 20,18 kA monofásico.

Los diagramas y reportes de las simulaciones se encuentran en el Anexo N° 10. Estas simulaciones arrojaron resultados, los cuales se pueden colocar en tablas, como siguen.

Tabla 5.2.- Niveles de Cortocircuito AC para transformadores sólidamente puestos a tierra

BARRAS	Corto circuito 1F (30 ciclos) (kA)	Corto circuito 3F (30 ciclos) (kA)
Jose 115	20,18	17,8
PS1-A*	26,72	27,3
PS1-B*	26,72	27,3
PS1-C*	26,72	27,3
PS2-A*	21,83	22,3
PS2-B*	21,83	22,3
PS1-A (480)	23,86	23,8
PS1-B (480)	23,86	23,8
PS2-A (480)	23,82	23,7
PS2-B (480)	23,82	23,7
PS1-A (208)	24,46	21,3
PS1-B (208)	24,46	21,3
PS2-A (208)	24,44	21,3
PS2-B (208)	24,44	21,3

Tabla 5.3.- Niveles de Cortocircuito AC para transformadores puestos a tierra a través de $R = 5\Omega$

BARRAS	Corto circuito 1F (30 ciclos) (kA)	Corto circuito 3F (30 ciclos) (kA)
Jose 115	20,18	17,8
PS1-A*	9,74	27,3
PS1-B*	9,74	27,3
PS1-C*	9,74	27,3
PS2-A*	6,73	22,3
PS2-B*	6,73	22,3
PS1-A (480)	23,85	23,8
PS1-B (480)	23,85	23,8
PS2-A (480)	23,80	23,7
PS2-B (480)	23,80	23,7
PS1-A (208)	24,45	21,3
PS1-B (208)	24,45	21,3
PS2-A (208)	24,43	21,3
PS2-B (208)	24,43	21,3

Estos resultados indican que la configuración Y-Y puesta a tierra a través de una resistencia de 5Ω presenta unos valores de corriente de cortocircuito para la falla Línea a Tierra menores a los obtenidos por la configuración Y-Y sólidamente puesta a tierra. Esto repercute en la modelación de las protecciones, por lo tanto, se utilizará la configuración que incluye la resistencia de 5Ω .

Para el dimensionamiento de los alimentadores y tableros de los circuitos en corriente alterna de baja tensión para iluminación y tomacorrientes, así como para el dimensionamiento de las acometidas, se utilizará el valor máximo de corriente de falla monofásica, ya que es la más común, siendo 24,45 kA.

Para el dimensionamiento de los alimentadores y tableros en corriente continua de baja tensión, se utilizarán los valores arrojados por la simulación en CC. La Tabla 5.4 indica que el nivel de cortocircuito es de 300 A, a nivel de las barras de 125 V.

Tabla 5.4.- Niveles de Cortocircuito CC

BARRAS	Nivel de tensión (V)	Corto circuito (A)
PS1-DC3	125	300
PS1-DC4	125	300
PS2-DC7	125	300
PS2-DC8	125	300

5.3.- Mediciones de resistividad del suelo

El procedimiento de medición utilizado fue el Método de Wenner, y la ecuación 4.2 fue planteada para calcular las resistividades. Las mediciones de resistividad previstas en el área de la subestación no pudieron ser tomadas para el momento de esta pasantía debido a que se tiene contemplado el terraceo del terreno, para darle uniformidad al área de la subestación. Esto ocasionaría que las características del mismo varíen desde la cota original hasta la cota modificada. Bajo estas circunstancias se consideró tomar como valores de referencia para los cálculos, las mediciones realizadas para el estudio de resistividad del terreno perteneciente al corredor de líneas que alimentarían la subestación.

Las mediciones fueron realizadas con un telurómetro modelo ABB Metrawatt M5032 que trabaja a una frecuencia de 128 Hz. Debido a la gran variedad de equipos comerciales para medición de resistividad, no está establecida una frecuencia limitativa para la inyección de corriente. Se tomaron siete diferentes puntos ubicados dentro del terreno de la ruta para las líneas de transmisión y el sitio de la subestación, para determinar así la tendencia en la variación de la resistividad en el corredor de las líneas, que diera una idea de los valores de resistividad adyacentes a la subestación.

El punto de arranque fue la subestación “Jose” 400/115 KV perteneciente a EDELCA. En este lugar se tomó la primera medición (vértice V0), luego se tomó, en cada vértice propuesto, una medición (vértices V1, V2, V3 y V4) y, en la ubicación propuesta para la subestación S-I y S-II. Otra medición fue realizada antes del cruce con la autopista Caracas-Barcelona. Abarcando así una longitud promedio de 4,5 Km, con un total de siete mediciones a lo largo del corredor propuesto.

En cada uno de los siete puntos se realizaron las mediciones manteniendo las siguientes separaciones entre electrodos y profundidades: 3, 6, 9 y 12 m. Estos gráficos y tablas se encuentran en el Anexo N° 11. La Tabla 5.5, contiene los valores recopilados de las mediciones de resistividad del terreno.

Tabla 5.5.- Resultados de las mediciones de resistividad. [7]

Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)						
	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5	Punto 6	Punto 7
3	1,60	1,82	0,90	1,10	1,07	0,66	2,57
6	0,74	0,58	0,46	0,17	0,21	0,46	1,20
9	0,51	0,35	0,29	0,08	0,06	0,25	0,87
12	0,26	0,20	0,12	0,02	0,01	0,10	0,22

Separación entre electrodos	Resistividad aparente (Ω -m)						
	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5	Punto 6	Punto 7
3	30,16	34,31	16,96	20,73	20,17	12,44	48,44
6	27,90	21,87	17,34	6,41	7,92	17,34	45,24
9	28,84	19,79	16,40	4,52	3,39	14,14	49,20
12	19,60	15,08	9,05	1,51	0,75	7,54	16,59

La Tabla 5.6 contiene el resumen de la utilización del programa de Cálculo de resistividad del terreno con los datos recopilados del trabajo en campo. Se elaborará en la discusión de estos resultados, un análisis estadístico.

Tabla 5.6.- Resultados de Cálculo de Resistividad del Terreno con IPI2WIN. [7]

Puntos	Modelo	Magnitud					
		$\rho_1 (\Omega \cdot m)$	$\rho_2 (\Omega \cdot m)$	$\rho_3 (\Omega \cdot m)$	h1 (m)	h2 (m)	Error (%)
P1	2 Estratos	30.1	2.84	-	8.1	-	6.47
	3 Estratos	28.3	73.2	0.634	4.86	7.7	5.77
P2	2 Estratos	43.8	15.7	-	2.39	-	5.25
	3 Estratos	59.7	20.6	4.09	1.5	9.5	3.19
P3	2 Estratos	18.3	0.174	-	9.4	-	9.98
	3 Estratos	13.6	42.8	0.174	2.43	3.15	7.3
P4	2 Estratos	22.7	1.33	-	3.19	-	19.3
	3 Estratos	50.2	7.45	0.0206	1.5	5.61	13.4
P5	2 Estratos	24.5	0.0206	-	3.55	-	10.9
	3 Estratos	25.2	23.6	0.0206	1.42	2.2	10.9
P6	2 Estratos	15.9	0.0206	-	10.6	-	17.1
	3 Estratos	7.43	56.2	0.0206	1.5	2.35	10.5
P7	2 Estratos	51.3	0.767	-	8.76	-	19.9
	3 Estratos	36.8	127	0.171	2.23	2.62	18.1

5.4.- Cálculo de la Malla de Tierra

Se toman ciertas premisas para elaborar estos cálculos, entre ellas se encuentran las siguientes:

- Los niveles de diseño por cortocircuito en S-I y S-II, son seleccionados bajo la Norma 109_92 de CADAFE [20], donde se utiliza el nivel de cortocircuito monofásico mayor con respecto a todos los niveles de tensión de la subestación en estudio:
Monofásico ► 24,45 KA – RMS simétrico (en barras de 208 V)
- La corriente simétrica de diseño de los equipos es de 31,5 kA.
- La relación X/R del sistema será igual a 8,8.

- En la subestación el valor máximo de la resistencia deberá ser igual o menor que 1Ω .
- El calibre mínimo a utilizar para la malla de tierra y los bajantes, por razones mecánicas, será el calibre 4/0 AWG de cobre, 19 hilos.

Utilizando la ecuación 4.5 y el nivel de corto circuito monofásico, se tiene:

- Cálculo del área del conductor para bajantes, conexiones apernadas $T_m = 250 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$. Con estos valores se obtiene el área mínimo del conductor. $A_1 = 175,2003 \text{ Kcmil}$. Por lo tanto, la sección transversal del conductor a utilizar en mm^2 es $A_1 = 175,2003 \times 0,5067 = 88,774 \text{ mm}^2$. El conductor de sección inmediatamente superior a dicho valor es el 4/0 de cobre cuya sección es de 107 mm^2 . En tal sentido se usará el conductor calibre 4/0, de cobre y 19 hilos, con lo cual se garantiza que el calibre es adecuado y su sección es superior al valor calculado de $88,77 \text{ mm}^2$.
- Conductor de malla o enterrado, conexiones exotérmicas $T_m = 450 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$. Con estos valores se obtiene el área mínimo de esos conductores. $A_1 = 138,167 \text{ Kcmil}$. La sección transversal del conductor a utilizar en mm^2 es $A_2 = 138,167 \times 0,5067 = 70,0092 \text{ mm}^2$. El conductor de sección inmediatamente superior a dicho valor es el 3/0 AWG de cobre, cuya sección es de $85,01 \text{ mm}^2$. Pero, para garantizar resistencia por solicitudes mecánicas, se colocará el conductor calibre 4/0, de cobre y 19 hilos.

5.4.1.- Cálculo de la resistencia de malla de tierra

Utilizando la ecuación 4.6, se considera que el área efectiva de la malla de la subestación tendrá las dimensiones siguientes: lado A = 157 m, lado B = 112 m, originando un área igual a 17584 m^2 .

Considerando tres estratos, piedra picada más dos estratos de suelo: la piedra picada que tendrá un espesor de 10 cm; el primer estrato con un espesor de 6,2 m donde irá la malla colocada 50 cm

por debajo de la piedra picada, $h = 0,5$ m; el segundo estrato que no se considera espesor para este cálculo.

La resistividad del terreno para la capa superior es $\rho_1 = 25,88 \Omega\text{-m}$ y para la capa inferior es $\rho_2 = 3,35 \Omega\text{-m}$. La longitud total del conductor enterrado es de 5133 m. Con estos datos, se obtiene un valor de resistencia de malla de tierra $R_g = 0,04 \Omega$.

5.4.2.- Cálculo de la corriente de circulación por tierra IG

- S_f depende del número de circuitos de transmisión y de distribución que entran y salen de la subestación y del valor de la resistencia de la malla R_g requerida. S_f , viene dado por la familia de curvas del Anexo N° 12, correspondiente a un valor de $S_f = 25 \%$, para una $R_g = 1 \Omega$.
- D_f , siendo el valor del Factor de decrecimiento, la Tabla 5.7 contemplada en [10] genera el valor solicitado.

Tabla N° 5.7.- Tabla de Factor de Decrecimiento. [10]

Fault Duration tf (sec)	60 Hz Cycles	Decrement factor Df			
		X/R=8,8	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0,5	30	1,021	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,013	1,035	1,052	1,068
1	60	1,005	1,026	1,039	1,052

- C_p , es el Factor de corrección por proyección. Se coloca $C_p = 1,1$ debido a que se tomó como valor de corriente de falla el valor de proyección futura, es decir, el máximo valor calculado.

Una vez tomados estos valores, se utiliza la ecuación 4.8 para hallar la corriente de circulación por tierra, igual a 6,879 KA.

5.4.3.- Cálculo de GPR, Vpaso y Vtoque

Teniendo en cuenta el valor de la resistividad del suelo calculada, $\rho_s = 25,88 \Omega\text{-m}$:

De la ecuación 4.12, $GPR = 6,879 \text{ KA} \times 0,04 \approx 275,16 \text{ V}$

De la ecuación 4.13, $V_{\text{paso}} = 58,9 \text{ V}$, correspondiente al 2,5% del valor establecido, 2314,7 V.

De la ecuación 4.14, $V_{\text{toque}} = 86,9 \text{ V}$, correspondiente al 11,7% del valor establecido, 745,2 V.

5.4.4.- Selección Final del Conductor

Se estableció la colocación de un conductor 4/0 de cobre, trenzado de 19 hilos para elaborar la malla de tierra con las especificaciones siguientes:

- Deberá tener una capa de piedra picada en la superficie del terreno, con un espesor de 10 cm.
- Deberá extenderse 1 m más allá de la cerca perimetral.
- La profundidad de la malla se encontrará a 50 cm de la piedra picada.
- Los conductores de la malla se unirán mediante conexiones exotérmicas. Los bajantes se unirán mediante conexiones apernadas. La cantidad de conductores en el lado A será de 22 conductores y, en el lado B será de 17 conductores, para una cuadrícula de 7x7 m.

El Anexo N° 13 contiene la simulación del programa para el cálculo de la malla de tierra y sus especificaciones. El Anexo N° 14 contiene las gráficas que respaldan los cálculos.

5.5.- Dimensionamiento de los alimentadores de Corriente Alterna

Se colocaron cuatro tableros de iluminación y tomacorrientes para alimentar los circuitos del edificio de oficinas, el edificio de celdas de 34,5 KV, el patio de los transformadores y los pasillos que comunican estas instalaciones. Asimismo, se colocó un tablero para alimentar los circuitos de iluminación de la sala de equipos encapsulados y patio de transformadores.

El tablero #1 en 208/120 V, que alimenta los circuitos de iluminación y tomacorrientes del Edificio de Oficinas, se encuentra en el Cuarto de Electricidad del mismo edificio. El tablero #2 en 208/120 V, se encuentra en la Casa de Mando y sala de 115 KV y, alimenta los circuitos de iluminación y tomacorrientes dentro de ese espacio.

En la subestación S-I, el tablero de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna (SACA) en 208/120 V que se encuentra en la Sala de Celdas de 34,5 KV, alimenta el tablero #2 mencionado y el #3 que lleva los circuitos de iluminación y tomacorrientes de la sala en la que se encuentra, los pasillos internos y externos de la Subestación, el Cuarto de los Transformadores de Servicios Auxiliares, el Cuarto de Baterías y los circuitos de tomacorrientes de la sala de GIS y patio de transformadores.

El tablero SACA en 480/277 V que se encuentra también, en la Sala de Celdas de 34,5 KV, alimenta el tablero #4 que, a su vez, lleva los circuitos de iluminación de la Sala de GIS y los Patios de los Transformadores. En la Subestación S-II, la carga que se debe alimentar es igual, excepto que no supe al tablero #2 sino al tablero #1, mencionado antes.

5.5.1.- Estimación de cargas de Corriente Alterna (CA)

El estimado de cargas se muestra en las Tablas de Carga de Tableros de CA, en el Anexo N° 1. Sobre los tableros se realizó un equilibrio de cargas. Con esas cargas totales se seleccionaron los alimentadores para cada tablero.

5.5.2.- Nivel de Cortocircuito en Barra del Tablero de 208 Vca

Mediante la utilización de la herramienta de cálculo ETAP, se halló el valor de la corriente de cortocircuito en barras de los tableros #1, #2 y #3 de 208-120 V, a instalar en las distintas localidades de la Subestación S-I y S-II. El mayor valor dado fue de 24,45 KA, el cual es utilizado para dimensionar los interruptores de protección de cada tablero.

5.5.3.- Acometidas de los Tableros de Corriente Alterna 208-120 V

El conductor de fase del tablero #2, es seleccionado con capacidad para cubrir la Demanda Diversificada Máxima Calculada de 6,65 KVA, a la cual se le sumó una capacidad de reserva del 30%, para así suplir una Demanda Máxima Final de 8,65 KVA. Esta demanda se corresponde con una corriente de línea de 24,01 A, y una corriente de diseño de $24,01 \text{ A} \times 1,25 = 30,02 \text{ A}$ conforme a los cálculos que se muestran en la Tabla de Cargas. El conductor de tierra seleccionado es el THW N° 6, según el Anexo N° 2.

- Preselección del conductor de fase. Utilizando el Anexo N° 3, se preselecciona para #2 el conductor THW N° 6, de cobre.
- Comprobación por capacidad térmica del conductor de fase. La capacidad al aire libre del conductor THW N° 6 de cobre es de 95 A, según el Anexo N° 4. La capacidad de ese conductor a temperatura ambiente de 40° C será: $I = 95 \text{ A} * 0,882 = 83,79 \text{ A} > 30,02 \text{ A}$.
- Comprobación por caída de tensión del conductor de fase. $L = 25 \text{ m}$. Usando la ecuación 4.16, se hicieron los cálculos. Para THW N° 6 de cobre ($r = 1,646 \text{ } \Omega/\text{km}$ y $x = 0,1765 \text{ } \Omega/\text{km}$); se asume $\cos \varphi = 0,90$; $\Delta V (\%) = 1,7126 \% > 1 \%$. No cumple por caída de voltaje. Para THW N° 4 de cobre ($r = 1,036 \text{ } \Omega/\text{km}$; $x = 0,1647 \text{ } \Omega/\text{km}$); $\Delta V (\%) = 1,0636 \% > 1 \%$; No cumple por caída de voltaje. Para el calibre superior siguiente, THW N° 2 de cobre ($r = 0,651 \text{ } \Omega/\text{km}$; $x = 0,1545 \text{ } \Omega/\text{km}$); $\Delta V (\%) = 0,6919 \% < 1 \%$. Cumple por caída de voltaje. Los valores de reactancia y resistencia fueron tomados del Anexo N° 5. Porcentajes de caídas de voltaje en los alimentadores de los tableros de corriente alterna, Tabla 5.8.
- Comprobación por capacidad de corto circuito del conductor de fase. Utilizando la ecuación 5.11, se halla la corriente de corto circuito admisible por el conductor. Para el THW N° 2 es de: $I \approx 22,22 \text{ KA} > 10 \text{ KA}$, mayor a la corriente de corto circuito para dimensionar. Se selecciona para #3, un conductor THW N° 2 de cobre aislado para 600 V.
- Preselección del conductor de neutro. Las tablas indican que la carga máxima es de 47,50 A para el tablero #3, preseleccionando un conductor THW N° 6.
- Comprobación por capacidad térmica de los conductores de neutro. Se preselecciona THW N° 6 de cobre. Se comprueba el conductor por capacidad térmica la cual es, al aire libre a 40° C

para el THW N° 6, de: 95 A. La capacidad del conductor instalado en ductos a temperatura ambiente de 40° C, será $I = 0,882 \times 95 \text{ A} = 83,79 \text{ A} > 47,50 \text{ A}$. Cumple por Capacidad Térmica.

- Resumen del cálculo de los conductores de la alimentación del tablero #3. Del cálculo anterior se seleccionó la acometida del tablero conformada por seis conductores monopolares de cobre, para 600 V, tipo THW: 3 x N° 2 (Fases) + 1 x N° 6 (Neutro) + 1 x N° 6 (Tierra). La subida al tablero se hará a través de un tubo Conduit de diámetro 2" según el Anexo N° 6.

Tabla N° 5.8.- Caída de Voltaje en los alimentadores.

Tablero	Fases	Potencia (KVA)	Tensión (V)	I Total (A)	Long. (m)	ΔV (%) THW N° 6	ΔV (%) THW N° 4	ΔV (%) THW N° 2
#1	3F	6,63	208	23,02	45	1,0746	0,6925	-
#2	3F	8,65	208	30,02	55	1,7126	1,1036	0,7179
#3	3F	18,33	208	63,65	25	-	1,0636	0,6919

5.5.4.- Especificaciones del Tablero de 208 Vca

Se seleccionaron Tableros Empotrados con las siguientes características generales: Trifásico, 208-120 V, barras de cobre que tengan una capacidad de 100 A como mínimo, con barra de Neutro y barra de Tierra. Todos los interruptores son del tipo caja moldeada, atornillables a las barras, para la corriente nominal y la cantidad de polos que se muestre en planos de tableros.

5.6.- Dimensionamiento de los alimentadores de Corriente Continua (CC)

5.6.1.- Estimación de Cargas de Corriente Continua

La iluminación y tomacorrientes de emergencia para: Sala de Celdas, Sala de GIS, Transformadores de Potencia y el pasillo que comunica estas instalaciones, se distribuyó en cuatro Tableros de Corriente Continua, #E1, #E2, #E3 y #E4, Anexo N° 1. Los circuitos en CC de las instalaciones alimentan tomacorrientes donde se conectarán trípodes de dos reflectores con bombillos de 250 W cada uno, en caso de ser requeridos para realizar trabajos de emergencia.

5.6.2.- Nivel de corto circuito en Barra del tablero de 110 Vcc

El nivel de cortocircuito se determina partiendo de la estimación de cargas. Siendo estos elementos, un tanto más específicos que para el cálculo del nivel de corto circuito en corriente alterna, es un tópico aparte que debe ser manejado por una persona con experiencia. Para los efectos del cálculo que compete al estudio, se tomará un alimentador 3/0 de cobre.

Se considera un tramo de 45 m, con un conductor por polo THW N° 3/0 de cobre, que se encuentra entre las barras del Tablero de Servicios Auxiliares y las barras del Tablero de CC más alejado, #E1. Para mantener uniformidad, los otros tableros de Corriente Continua son alimentados, también, con un conductor THW N° 3/0 de cobre. La resistencia en corriente continua a 20 °C del conductor de cobre THW N° 3/0 es: 0,1734 Ω /Km, según tablas del CEN. Aplicando el factor de corrección para cables de 75 °C (0,822): da 0,211 Ω /Km. Para el tramo de 45 m la resistencia en corriente continua es: 0,0095 Ω . Se obtiene una corriente de cortocircuito máxima de 11578,95 A. ($I_{cc-max} = 110 \text{ Vcc}/0,0095 \Omega = 11,578 \text{ KA}$).

5.6.3.- Acometida del tablero de Corriente Continua de 110 Vcc

Las acometidas para los Tableros #E1 y #E2 serán canalizadas desde el Tablero de Servicios Auxiliares de Corriente Continua (SACC) de cada Subestación, a través de un interruptor bipolar, conectado a la barra de 110 Vcc.

Los conductores de alimentación de los circuitos fueron seleccionados con capacidad para cubrir la Demanda Diversificada Máxima Calculada de 2,55 KVA, más una capacidad de reserva del 30%, para así suplir una Demanda Máxima Final de 3,32 KVA. Esta demanda se corresponde con una corriente de línea de 30,14 A, y una corriente de diseño de $30,14 \text{ A} \times 1,25 = 37,68 \text{ A}$, conforme a los cálculos mostrados en la Tabla de Cargas en el Anexo N° 1.

- Preselección del conductor y comprobación por capacidad térmica. Se preseleccionan dos conductores monopolares de cobre N° 3/0 AWG, con aislamiento THW, cuya capacidad al aire libre es de 360 A y aplicando el factor de corrección calculado, da un valor de 317,52 A, el cual es mayor que el valor de la corriente de diseño de 37,68 A.
- Comprobación por caída de tensión. El cálculo de la caída de tensión para un conductor THW N° 3/0 de cobre cumple con el límite: $V = 37,68 \text{ A} \times 0,211 \text{ } \Omega/\text{Km} \times 45 \text{ m} \times 2 = 0,7155 \text{ V}$, equivalente a $\Delta V (\%) = 0,6505 \% < 1 \%$.
- Resumen del cálculo de los alimentadores. Se seleccionan acometidas de dos conductores monopolares de cobre, aislados para 600 V, tipo THW: N° 3/0 (Positivo) + N° 3/0 (Negativo). Su recorrido será a través de los canales de la Casa de Mando y la subida al Tablero se hará mediante un tubo conduit de diámetro 2", según el Anexo N° 6.

5.6.4.- Especificaciones Tablero de Corriente Continua 110 Vcc

Los tableros de CC están diseñados para una tensión nominal de 110 Vcc y una corriente de cortocircuito en CC de 300 A, según la Tabla 5.4. Cada circuito estará protegido por un interruptor bipolar del tipo EB o similar, de 60 A, 110 Vcc, todos con una capacidad de interrupción 300 A.

5.7.- Cálculo del Sistema de Tomacorrientes

- Tomacorrientes monofásicos de uso general. El proyecto contempla circuitos ramales de tomacorrientes de uso general para los equipos que se requieran instalar dentro del edificio. Los tomacorrientes estarán convenientemente ubicados de acuerdo a la posible ubicación de los equipos así como del mobiliario. Se diseñaron circuitos de tres a cinco tomacorrientes. Cada tomacorriente tendrá carga máxima de 0,3 KVA. Se seleccionaron acometidas compuestas por conductores THW-AWG de cobre: N° 10 (fase) + N° 10 (neutro) + N° 10 (tierra), con protección 2 x 30 A.
- Tomacorrientes trifásicos de uso general. Igualmente se requiere la instalación de tomacorrientes trifásicos para equipos que se requieran conectar en los edificios de Sala de GIS y Transformadores de Potencia. Estarán ubicados cada 10 a 15 m según los requerimientos de

las instalaciones. Se diseñaron circuitos de dos a tres tomacorrientes. Cada tomacorriente tendrá carga máxima de 1 KVA. Se seleccionaron acometidas compuestas por: THW N° 8 AWG (fase) + THW N° 8 AWG (neutro) + THW N° 8 AWG (tierra), con protección 3 x 40 A.

- Tomacorrientes de emergencia. Los tomacorrientes estarán convenientemente ubicados en la Sala de Celdas, la Sala de GIS y los Patios de Transformadores de Potencia. Se diseñaron circuitos de dos tomacorrientes, donde cada tomacorriente tendrá carga máxima para la conexión de los trípodes, para una total de 1,2 KVA, aproximadamente. Se seleccionaron acometidas compuestas por cables THW de cobre: N° 10 (fase positiva) + N° 10 (fase negativa), con protección 2 x 30 A.

5.8.- Caso particular: Sala de Baterías

Dentro de la subestación, la sala de baterías constituye una instalación con riesgo de explosión, debido a la probable presencia en su interior de concentraciones inflamables de hidrógeno. En consecuencia, para su diseño se ha utilizado la Técnica de Protección “A Prueba de Explosión” y es aplicable todo lo dispuesto para esta técnica en la Sección 500 del CEN. Las luminarias, las cajas de empalmes, las uniones universales y todos los accesorios que se instalen deben estar aprobados para ser usados en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupo B, o sus equivalentes según la Norma IEC.

Se proyectó una canalización eléctrica a la vista, empleando tubería metálica roscada tipo Intermedio (TMI), conduit liviano, empotrada en el techo o la pared. Los tubos roscados de las canalizaciones, las cajas de paso y cajetines instalados en la sala, las luminarias, y los accesorios asociados, utilizan corte normalizado NPT, con conicidad $\frac{3}{4}$ de pulgada por pie, y se colocan al menos cinco (5) pasos completos de rosca, apretados con llave de tubo, para garantizar una instalación a prueba de explosión. En lo que respecta al sellado de las tuberías y de los cables contenidos en ellas, se tiene la previsión de colocar obligatoriamente sellos cortafuego, tipo EZS en los tramos de tubería que entren o salgan de la sala de baterías. Se toma la precaución de colocar tapones a prueba de explosión, en todas las perforaciones de reserva en las cajas de conexión o de tiro.

5.9.- Estudio del Sistema de iluminación

5.9.1.- Iluminación Interior

Siguiendo la norma CADAFE 162-88 sobre Diseño de los sistemas de iluminación y tomacorrientes, así como la norma COVENIN 2249-93 sobre Iluminancias en Tareas y Áreas de trabajo, se establecieron los niveles adecuados de iluminación promedio para los distintos ambientes planteados en la obra, Tabla 5.9.

Tabla N° 5.9.- Niveles de Iluminación promedio requeridos

Ambientes	Luxes
Casa de Mando de 115KV	500
Oficinas, Sala de Reuniones, Cuarto Eléctrico, Cuarto de Comunicaciones, Sala de GIS, Sala de Celdas de 34,5KV, Cuarto Transformadores SA, Sala de Baterías	300
Baños, Vestuario, Comedor, Recepción y Pasillos, Patios de Transformadores de Potencia	150
Lavamopa, Depósitos, Cuarto de Bombonas	50

- Método Usado: Se usó el Método de Iluminancia, descrito en el capítulo V.
- Datos de entrada: En la Tabla 5.10 se encuentran especificadas las características de cada tipo de luminaria utilizada para el proyecto.
- Salidas: Los cálculos elaborados por el método mencionado, se agruparon en una tabla de cálculo, colocada en el Anexo N° 15, la cual arrojó unos resultados que fueron comparados con los del programa computacional “Calculux Indoor Versión 6.6”, que entrega un reporte más amplio, donde se observan las curvas de los niveles de iluminación. La memoria descriptiva de las corridas con el programa de iluminación, se encuentran en el Anexo N° 16. La Tabla 5.11 hace la comparación entre los resultados de ambos métodos, con respecto a los niveles recomendados.

Tabla N° 5.10.- Características de las luminarias por ambiente.

Ambiente	Tipo de Lámpara	Voltaje Nom.	Flujo Lumen	Lamp. P/lum.	Modelo lámpara	Modelo luminaria
Depósitos y Cuarto de Bombonas	Incandescente	120	1200	1	A65-B100W	DRN 115/1100
Recepción, Baños y Lavamopa	Fluorescente	120	1200	1	PL-C/2P18W	FBS120
Comedor, Oficinas, Baños, Vestuario, Cuarto Comunicaciones, Cuarto electr., Sala de reunión, Casa de mando y Celdas de 34,5 KV, Cuarto TSACA y Pasillos (Oficina y Casa de Mando)	Fluorescente	120	3350	4	TLD-36W	TBS160/436
Sala de Baterías	Fluorescente	120	3350	2	TLD-36W	TCS098-236 ML
GIS	Vapor de sodio alta presión	208	48000	1	SON400W	HPK150 P-NB+GPK150R
Pasillos E/I	Fluorescente de descarga	208	13000	1	CDM-TP150W	MPK188/150 AR-FR-D412
Corredor de barras	Vapor de mercurio	208	35000	2	HPI-TP400W	SNF111
Transformadores de Potencia	Vapor de mercurio alta presión	208	155000	1	MHN-SA1800W	MVF403 CAT-A7

Tabla N° 5.11.- Comparación entre los niveles de iluminación calculados

Ambientes	Luxes Recomendados por COVENIN 2249-93	Luxes (prom) Calculados por tabla	Luxes (prom) Calculados por programa
Casa de Mando de 115KV	300-700	426	387
Oficinas, Sala de Reuniones, Cuarto Eléctrico, Cuarto de Comunicaciones, Sala de GIS, Sala de Celdas de 34,5KV, Cuarto Transformadores SA, Sala de Baterías	200-500	401	279
Baños, Vestuario, Comedor, Recepción y Pasillos, Patios de Transformadores de Potencia	150-300	267	180
Lava Mopa, Depósitos, Cuarto de Bombonas	50-200	96	70

5.9.2.- Iluminación de emergencia

De la misma forma que para la iluminación interior, se necesita un nivel aproximado de luxes por ambiente para proporcionar claridad en estados de contingencia, de manera que las personas que se encuentren en esos espacios puedan trasladarse hasta las salidas indicadas.

Para el sistema de iluminación de emergencia de la subestación se consideran los pasillos, la casa de mando de 115 KV, la sala de celdas de 34,5 KV, el patio de transformadores y la sala de baterías. Los demás lugares de la subestación no necesitan de esta iluminación. Para calcular el nivel necesario de luxes, se utilizó el mismo método de iluminancia y una tabla similar a la del cálculo de iluminación normal. La Tabla 5.12 refleja los niveles de iluminación necesarios y los calculados para establecer las comparaciones.

Tabla N° 5.12.- Niveles de Iluminación mínimos en emergencia

Ambientes	Luxes	Luxes (prom) Calculados por tabla
Casa de Mando de 115KV, Sala de GIS, Trafos de Potencia	50-150	75
Sala de Celdas de 34,5KV, Cuarto Transformadores SA, Sala de Baterías	20-50	32
Hall, Pasillos, Corredor de Barras	10	11

Para la iluminación se usaron vapoletas con bombillos de 100 W, 110 V y proyectores con bombillos de 150 W, 110 V, dependiendo del lugar a iluminar

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1.- Estudio del Flujo de Carga

Este estudio contempló las posibilidades de falla en cada punto crítico del sistema analizado, y su capacidad de respuesta ante las contingencias. Para este caso, se dirigió la atención a los valores de corriente que circularían por el sistema para poder hacer una correcta selección de las capacidades de las barras que compondrían el anillo de la subestación.

Los elementos que componen el anillo de 115 KV deben diseñarse para soportar la corriente de 1250 A. Con relación a las barras de 34,5 KV, deberán ser diseñadas para ser capaces de soportar una corriente de 1600 A.

6.2.- Estudio de Cortocircuito

El estudio de cortocircuito del sistema eléctrico de la subestación se realizó bajo tres funciones principales: verificar capacidades de interrupción; comprobar y asegurar que los equipos destinados a interrumpir las corrientes de cortocircuito tuviesen la capacidad adecuada para soportar dichas corrientes; y, seleccionar rangos y ajustes de los dispositivos de protección. Se observa que la configuración de los transformadores en Y-Y con el secundario puesto a tierra a través de una resistencia de 5 Ω , es la adecuada. Debido a que la falla Línea a Tierra (monofásica) es la más común, el valor obtenido con estas simulaciones (24,45 KA para 208 V) fue utilizado para los cálculos de selección de los conductores de iluminación. De esta forma, se cumplen las tres funciones mencionadas.

6.3.- Resistividad del terreno

Las mediciones de resistividad se realizaron en el corredor de líneas, y uno de los puntos de medición se encuentra dentro del perímetro de la subestación. Como se observó en los resultados, es un punto que difiere del resto de las mediciones. Se tienen planteados para el proyecto, trabajos de terraceo y luego de ellos por lo general, la resistividad del suelo tiende a aumentar. De tal forma, es importante recordar que estos resultados son preliminares. Así, se utilizó como valor preliminar para este estudio el valor promedio de resistividad del terreno calculado con los seis puntos que no incluyen el punto en que se deben realizar los trabajos de terraceo.

El instrumento digital de medición de resistencia de puesta a tierra utilizado para estas mediciones posee funciones de autodiagnóstico de manera que, en caso de ocurrir una anomalía, puede discriminar y emitir señal de alerta por posible baja en la carga de las pilas de alimentación, error en la conexión de los electrodos y mal contacto en los circuitos de inyección de corriente y medición de voltaje.

Es importante mencionar que todas las mediciones se mostraron confiables, sin señal de alarma alguna y de rápida convergencia a los valores leídos. Las señales de alerta se presentan cuando se mide en condiciones difíciles o en terrenos de alta resistividad, debido a problemas de contacto o de presencia de ruido.

Los valores en los puntos de mediciones se utilizaron para hallar perfiles de resistividad. Un análisis para estos perfiles mostrados en el Anexo N° 11, se presenta a continuación.

- Profundidad de 3 m: Considerando todas las siete mediciones para 3 metros de separación se obtuvo un valor medio de resistividad de 26,17 Ω -m con una desviación estándar igual a 12,36 Ω -m, lo que representa un 47,22 % del valor medio. Si sólo se toman los valores obtenidos a 3 m de separación entre electrodos para los todos puntos excluyendo el punto medido en el terreno de la subestación, la media de resistividad es igual a 22,46 Ω -m con una desviación

estándar de 8,23 Ω -m, un 36,64 % de la media obtenida. Se observa que la dispersión se ha reducido y se mantiene un valor por encima de los 20 Ω -m, y una desviación estándar alrededor de 40%. Existe una dispersión en estos resultados.

- Profundidad de 6 m: Los puntos registrados con una separación entre electrodos de 6 m, revelaron una resistividad promedio medida igual a 20,57 Ω -m y la desviación es 13,2 Ω -m, representando un 64,16 % del valor medio obtenido. Si sólo se toman los valores obtenidos a 6 m de separación entre electrodos para los todos puntos excluyendo el punto medido en el terreno de la subestación, la media de resistividad es igual a 16,46 Ω -m con una desviación estándar de 8,19 Ω -m, un 49,77 % de la media obtenida en este caso. Se observa que la dispersión se ha reducido para este punto, la desviación estándar se reduce considerablemente.
- Profundidad de 9 m: Los puntos registrados con una separación entre electrodos de 9 m, revelaron una resistividad promedio medida igual a 19,47 Ω -m y la desviación es 15,77 Ω -m, representando un 81 % del valor medio obtenido. Si sólo se toman los valores obtenidos a 9 m de separación entre electrodos para los todos puntos excluyendo el punto medido en el terreno de la subestación, la media de resistividad es igual a 14,51 Ω -m con una desviación estándar de 9,60 Ω -m, un 66,12 % de la media obtenida en este caso. Se observa que la dispersión se ha reducido. Aunque en el primer caso se obtiene una desviación estándar mayor al 80%, en el caso de los valores excluyendo el punto de la subestación la desviación estándar se reduce a 66% siendo este un valor elevado, lo que significa que aun persiste una dispersión significativa de los resultados.
- Profundidad de 12 m: Los puntos registrados con una separación entre electrodos de 12 m, revelaron una resistividad promedio medida igual a 10,02 Ω -m y la desviación es 7,37 Ω -m, representando un 73,58 % del valor medio obtenido. Si sólo se toman los valores obtenidos a 12 m de separación entre electrodos para todos los puntos excluyendo el punto medido en el terreno de la subestación, la media de resistividad es igual a 8,92 Ω -m con una desviación estándar de 7,42 Ω -m, un 83,21 % de la media obtenida en este caso. Se observa que la dispersión se mantiene similar y que la media de la resistividad disminuye en 11 %.

En dirección desde el vértice V0 hasta el punto tomado en el terreno de la subestación, los correspondientes valores promedios calculados son 26,17 Ω -m para la separación entre electrodos de 3 m, disminuyendo a 20,57 Ω -m para la separación de 6 m, luego aun más a 19,47 Ω -m para la

separación de 9 m, y por último se ubica en 10,02 Ω -m para la máxima separación de 12 m entre electrodos. Estos promedios son afectados por el resultado obtenido del punto registrado en el área seleccionada para la subestación, siendo los mayores valores registrados. Sin embargo se observa que excluyendo dicha medición, el valor de resistividad se mantiene cerca de los 23 Ω -m (caso de tres metros de profundidad).

Para la obtención del modelo bi estratificado del suelo, se trabajó con el programa IPI2WIN [9]. El modelo de dos estratos tiene menor error para grupos de mediciones cuyo comportamiento con la separación entre electrodos no presenta puntos de inflexión. Cuando los perfiles de resistividad arrojan curvas en forma de V, son descritas con menor error por un modelo de tres estratos. Los resultados arrojados por los perfiles de resistividad reflejan la necesidad de modelar un terreno de tres estratos para disminuir las posibilidades de error.

La limitación principal para el uso de un perfil de tres estratos fue la utilización de la Norma IEEE 1986 [10] la cual restringe el espectro de uso del número de capas en el cálculo de la resistividad promedio del terreno.

Una vez que se utilizó el programa IPI2WIN [9] mencionado, se obtuvo la resistividad promedio del terreno con la cual se realizaron los cálculos de la malla de tierra. Las tablas con los promedios y desviaciones estándar de estos cálculos, se encuentran también en el Anexo N° 11. El análisis estadístico de estos resultados de la Tabla 5.6, excluyendo el punto de medición dentro de la subestación para disminuir la desviación estándar, se observa a continuación:

- El valor promedio en el modelo de dos estratos para la primera capa, se ubica en 6,205 m y la desviación estándar en 3,57 m, es decir un 51,77% del valor promedio. A lo largo del recorrido la capa superior posee espesores que varían entre 1,5 y 4 m; y la segunda capa tiene espesores que varían desde 1,5 y 8 m.
- La resistividad promedio para la capa superior se ubica en 25,88 Ω -m, con una desviación estándar igual a 10,08 Ω -m. Para la segunda capa, el valor medio de resistividad se ubicó en 3,35 Ω -m, con una desviación estándar igual a 6,15 Ω -m. Los suelos tienden a ser no

homogéneos a lo largo del corredor propuesto, con presencia de dos estratos, siendo el primer estrato el de mayor resistividad, ubicado entre 1,5 y 8 m de profundidad. Para mayores profundidades el valor medio de resistividad es bastante bajo a los estratos anteriores. Se observó que en todo el recorrido del corredor de las líneas nuevas, la presencia del suelo semi húmedo fue predominante con algunas excepciones de suelo arcilloso-arenoso.

Como resistividad del suelo para el diseño, se utilizó el valor de resistividad en la capa superior de 25,88 Ω -m, donde se colocarán los contrapesos para el sistema de puesta a tierra. El promedio obtenido en la capa inferior para diseño fue de 3,35 Ω -m.

6.4.- Malla de Tierra

Debido a que los terrenos del corredor de líneas y el perímetro donde se colocará la obra, tienen ambos el mismo tipo de suelo, el resultado de las mediciones hechas para calcular la resistividad del primer terreno fueron extrapoladas para el cálculo de la malla de puesta a tierra de la subestación.

Elaborando el sistema según [10], se dimensionó un tamaño de cuadrícula, de 7x7 m, el cual constituiría la posible malla de puesta a tierra de la subestación, definiendo la separación que tendrían los conductores orientados tanto en una dirección como en la otra. Con las dimensiones establecidas, se chequearon las tensiones de paso y de toque, de 58,9 V y 86,9 V, respectivamente. También se calculó el valor de la resistencia de la Malla (R_g), el cual fue de 0,04 Ω . Si algún valor no cumplía, se procedería a reducir las retículas acercando los conductores, o incrementando el número de electrodos, o aumentando el diámetro de los conductores, etc. Si, por el contrario, los valores estuviesen bajos, se aumentaría el tamaño de dicha cuadrícula. Debido a la baja resistividad del terreno, el primer bosquejo de malla de tierra fue el definitivo, ya que no violó ningún límite establecido por normas.

Para el cálculo de la corriente de circulación por tierra, S_f depende del número de circuitos de transmisión y de distribución que entran y salen de la subestación y del valor de la resistencia de

la malla R_g requerida. Para este estudio, se considera para cada S/E, dos circuitos de transmisión y diez circuitos de distribución. Por lo tanto el valor de S_f , que se encuentra en la familia de curvas del Anexo N° 12, viene dado por esta configuración de la Subestación, correspondiente a un valor de $S_f = 25 \%$, para una $R_g = 1 \Omega$.

6.5.- Dimensionamiento de Alimentadores y Tableros

El dimensionamiento de los alimentadores en CA que van hacia los tableros de baja tensión y de los conductores de las acometidas y los circuitos de iluminación y tomacorrientes, se realizó siguiendo normas. Se deben seguir pasos para la preselección y selección del conductor adecuado según la carga que deba suplir.

En función a esto, se diseñaron tableros de cargas que fueron distribuidos en la subestación para tensión de 208/120 V, que alimentarían los circuitos de iluminación y tomacorrientes en toda la obra, y un tablero para tensión de 480/277 V, el cual sería utilizado para alimentar los circuitos de iluminación de la sala de equipos encapsulados y de los patios de transformadores, ya que la potencia que consumen esas lámparas industriales es elevada. De esta forma, se aseguran menos pérdidas por caída de potencial en los alimentadores.

Se calcularon las acometidas para el tablero que presenta carga máxima, mencionado como caso crítico y, los tableros con cargas similares correspondientes al caso crítico, serán diseñados con esas mismas características.

A pesar de encontrarse el tablero #3 con mayor carga que alimentar, representando un punto de criticidad para la selección del conductor, se observa que está a poca distancia del tablero SACA. Por lo tanto, no fue tomado el #3 como el tablero guía, sino el #2. En la tabla 5.8 se puede constatar que ese alimentador cumple con el límite de caída de voltaje para esa carga de 18,33 KVA.

Aunque no se realiza una coordinación de protecciones con detalle, se debe asignar un tipo de interruptor para los tableros de corriente alterna. Se sabe la capacidad de interrupción deseada para los tableros y para cada circuito.

Se realiza una recomendación sobre el tipo de protección necesaria para estas conexiones. La capacidad de interrupción para los tableros será de 25 KA, con una protección similar al relé tipo EB. El Interruptor Principal de los tableros será de 3x60 A, también con capacidad de interrupción de 25 KA y con comportamiento similar al relé tipo AK.

6.6.- Estudio de iluminación

Se ha demostrado que una adecuada iluminación, tanto interior como exterior, tiene efectos importantes en el estado de ánimo de las personas y en cómo desarrollan sus labores. En el ámbito industrial, por ejemplo, una buena iluminación se traduce en mayor productividad y rendimiento en el trabajo. [13]

Se observa, Tabla 5.11, que para los dos procedimientos realizados para la obtención del nivel de iluminación interior adecuado, se consiguió alcanzar los valores mínimos y medios recomendados por las normas. Si bien, estos cálculos son promedio ponderado de varios espacios, los anexos N° 15 y 16 reflejan los valores especificados para cada superficie bajo la cual se trabaja.

Se puede apreciar en algunos espacios, como por ejemplo la sala de baterías y de transformadores de servicios auxiliares, que no se cumple con el nivel promedio recomendado de 300 luxes. Con el primer método de cálculo se obtuvo un nivel de 253 luxes y, con el segundo método, 251 luxes. Estos resultados se aprecian con mayor detalle en las tablas de anexos mencionadas. Cuando se desea lograr un nivel determinado de iluminación hay que tomar en cuenta que sea por encima del mínimo ya que se corre el riesgo que, al pasar el tiempo, el nivel mínimo no sea alcanzado por la medición realizada en campo, lo cual es perjudicial para las personas que realizan labores en esos ambientes.

Los patios de transformadores de servicios auxiliares son superficies poco frecuentadas por los trabajadores. No están en constante mantenimiento ni cambio de piezas ni requiere de una iluminación focalizada para realizar una tarea determinada. Por lo tanto, es plausible el uso de esos niveles un poco por debajo de la media establecida pero que sí cumplan con el mínimo recomendado, el cual viene siendo de 200 luxes, según COVENIN 2249-93.

Así como se da el caso por defecto, también se obtuvo un exceso en el nivel de iluminación requerido en la sala de GIS. Debido a que las normas indican un nivel medio de 150 luxes para ese tipo de instalaciones y, siendo el resultado calculado por el primer método, un valor de 258 luxes y, el valor dado por el segundo método entre 388 y 390 luxes, se distingue una diferencia considerable entre ambos resultados de aproximadamente 50%. Sin embargo, no es factor de preocupación, ya que lo recomendable es calcular por exceso y no por defecto, siempre y cuando no se obstruya la correcta labor del personal. Existe un nivel máximo de iluminación con el cual el ojo humano se encuentra en armonía. Esos niveles también están en las normas.

En cuanto al nivel de iluminación de emergencia, se aprecia en la Tabla 5.11 que los cálculos realizados con el método de Iluminancia fueron consistentes y adecuados, para el nivel de iluminación que es mínimo según normativas. El Anexo N° 15 contiene igualmente, una tabla con los cálculos realizados.

Las lámparas de emergencia que normalmente se observan en los ambientes, son llamadas lámparas de emergencia de faros direccionales, y son requerimiento de seguridad para el personal. Esta iluminación no se tomó en cuenta para los cálculos, por consiguiente, al ser instaladas, darán un grado mayor de iluminación de emergencia al momento de una falla del sistema, para que el personal pueda evacuar con facilidad las instalaciones.

Un factor determinante en la elección de un determinado nivel de iluminación es la decisión del cliente, ya que está en su derecho de solicitar una determinada cantidad de luminarias por espacio cuadrado, logrando o no el nivel adecuado de iluminación, sin importar si es por exceso o por defecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este proyecto pretende establecer recomendaciones de diseño, calidad y relación costo-valor adecuadas, tanto para el cliente como para los diseñadores, de acuerdo con la normativa vigente.

El estudio de flujo de carga indica los niveles con los cuales la subestación trabajaría en caso de alguna contingencia. Es importante realizar este estudio para cada caso específico porque pueden conseguirse anomalías entre los valores normalmente esperados y los valores que arroja la simulación.

El estudio de corto circuito refleja que para la conexión Y-Y sólidamente puesta a tierra, las barras en 34,5 KV tendrían que soportar una corriente de falla a tierra casi tres veces mayor que para la conexión Y-Y con el secundario puesto a tierra a través de una resistencia de 5 Ω .

Como es de esperarse, el proyectista debe dar prioridad a la configuración que permita fallas menores, ya que de esta forma, los elementos de protección correspondientes son de menor tamaño y, por lo tanto, de menor precio en comparación de uno con el otro. Además, se toma en cuenta que los elementos de la subestación no deberían ser colocados bajo fallas tan altas porque disminuirían aún más el tiempo de vida para el cual fueron estimados.

Para el cálculo de la resistividad del terreno, las limitaciones de tiempo impuestas por la mayoría de los proyectos, como ocurrió en este caso, dificultaron e incluso impidieron efectuar las mediciones de resistividad eléctrica del terreno para distintas épocas del año, como es recomendado, con las cuales se forma un perfil detallado del comportamiento del mismo.

En general, se estimó el valor de resistividad eléctrica del terreno en base a las mediciones disponibles, que fueron tomadas como valores preliminares que luego fueron ajustados al proyecto particular, es decir, obtener el valor de la Resistencia de Tierra del Sistema en el área de terreno de la subestación.

Una vez ajustados los valores necesarios, se utilizó IPI2WIN para una simulación del suelo estratificado en capas, para calcular la resistividad del sistema. Se debió utilizar la simulación con dos estratos, como lo indica la Norma [10]. Se podía trabajar con el modelo de tres estratos pero se debió trabajar con la Norma IEEE Std 80-2000.

Se tomó como valor de la resistividad de la capa superior de terreno $25,88 \Omega\text{-m}$ para un espesor de $6,21 \text{ m}$ y, para la capa inferior $3,35 \Omega\text{-m}$. Pueden deberse los resultados mostrados en la Tabla 5.5, al tipo de terreno o a la cercanía con la línea de transmisión ubicada en la zona, la cual aporta errores de medición y a otras causas como la época en la cual se realizaron las mediciones, la humedad del ambiente, etc.

Se sugiere realizar un estudio de la resistividad del terreno una vez que se hayan finalizado los trabajos de terraceo para el área en que será instalada la subestación. Por lo general, cuando se realizan estos trabajos de terraceo, la resistividad del terreno aumenta debido a la compactación del suelo. Si esto llegase a suceder, se puede colocar una capa de algún material que disminuya ese valor, o también se colocarían jabalinas en la malla de tierra diseñada.

Los resultados obtenidos para el cálculo de la malla de tierra, reflejan que los valores de las tensiones de paso y de toque cumplen con los requerimientos, ya que están por debajo del valores límites establecidos como máximos por [10], $2314,7 \text{ V}$ y $745,2 \text{ V}$, respectivamente.

Aún cuando los valores obtenidos en las tensiones de paso ($58,9 \text{ V}$) y de toque ($86,9 \text{ V}$) son bajos con respecto a los valores límites establecidos por las Normas, al interconectar la Malla de Tierra de la subestación S-I y S-II con las otras mallas de las subestaciones contiguas por

intermedio del cable de guarda, disminuirán considerablemente estos valores y también el de R_g , ya que equivale a conectar resistencias en paralelo y de esta forma disminuir aún más la resistencia equivalente de puesta a tierra en la Subestación. Otro recurso que disminuye la resistencia de la malla es la colocación de jabalinas en el perímetro de la misma y en los equipos principales, es decir, transformadores de potencia, haciendo un anillo con las jabalinas que cree un lazo para las corrientes de terceros armónicos.

La resistencia calculada de la malla de tierra, considerando la subestación aislada, es de $0,04 \Omega$, lo cual es un valor esperado, tomando en cuenta que el valor de la resistividad promedio medida es bajo. El tamaño de cuadrícula para los cálculos y la instalación será de 7×7 m y el conductor a utilizar será el calibre 4/0, de cobre trenzado 19 hilos.

En el caso de los conductores a utilizar como bajantes, para realizar la puesta a tierra de la carcasa de los equipos y del cable de guarda, será igualmente el conductor calibre 4/0, de acuerdo al calibre calculado.

Se recomienda hacer las conexiones de la malla, tipo exotérmicas. Para los conductores bajantes, se sugiere hacer las conexiones del tipo apernadas. Conectar la cerca perimetral de la Subestación a la Malla de Tierra cada 17 m en la dirección mayor (157 m) y, cada 20 m en la dirección menor (112 m), mediante conectores. También se deberá colocar una capa de piedra picada de 10 cm de espesor, con resistividad promedio de $3000 \Omega\text{-m}$, tal como lo establece la Norma [10], para asemejarse a la simulación.

El dimensionamiento de los tableros y los alimentadores de la subestación fue un aspecto primordial en el diseño. Debido al gran tamaño del área con el cual se estaba trabajando, se colocaron cuatro tableros pertenecientes a la alimentación de los circuitos de corriente alterna de iluminación y tomacorrientes en 208/120 V para cada espacio de la subestación. Se mencionaron cinco estructuras: edificio de oficinas, sala de mando de 115 KV, la sala de celdas de 34,5 KV, sala de GIS y patio de transformadores.

Las primeras tres se diseñaron para tableros en 208/120 V, alimentando tanto circuitos de iluminación como de tomacorrientes. Para las otras dos, la sala de GIS y el patio de transformadores, se diseñó un tablero en 480/277 V que alimentaría los circuitos de iluminación, únicamente. En cuanto a las cargas de tomacorrientes de estos ambientes, se pudo diseñar un tablero en 208/120 V, al igual que para los primeros tres ambientes.

Al principio del diseño se consideró dimensionar todos los tableros en 208/120 V pero al trabajar con las luminarias elegidas para la sala de GIS y el patio de los transformadores, se decidió colocar un tablero específico para la iluminación de estos recintos, ya que las caídas de voltaje en los largos trayectos y las pérdidas de potencia podrían presentar porcentajes considerables en el diseño.

Al hacer esto, se pudieron equilibrar las cargas de cada tablero y se obtuvieron caídas de tensión menores. Los conductores y las protecciones diseñadas y recomendadas cumplen con las especificaciones dadas. Cada tablero especificando cargas, se encuentra en el Anexo N° 1.

Con respecto a los cálculos de los niveles de iluminación se cumple con la normativa vigente tanto para iluminación normal como para emergencia, ya que se logra un nivel de iluminación superior a los valores mínimos recomendados.

Cada área contó con una simulación con el programa CALCULUX, debido a la necesidad de saber los niveles aptos de iluminancia. En todos los ambientes se cumple con los valores recomendados por las normas.

Debido a que las luminarias de emergencia no están en el catálogo del programa utilizado, se realizaron corridas con luminarias semejantes en potencia y flujo luminoso. Los resultados fueron satisfactorios.

Con base en los resultados obtenidos, se sugiere instalar las luminarias recomendadas en la Tabla 5.10, o en su defecto, unas luminarias similares que tengan las mismas características que las empleadas en los cálculos. Por otro lado, se deben respetar las distancias entre cada una de las luminarias, a fin de obtener el grado de iluminación calculado y arrojado por el programa de iluminación.

Igualmente, al momento de colocar las luminarias en el plano de la planta, se deben considerar los aspectos relacionados con las salidas de aire acondicionado en las instalaciones, las vías de canalizaciones y las alturas a las cuales se colocan las luminarias, así como las alturas en las que se encuentra el plafond. Todo esto, con el propósito de mantener cohesión entre las disciplinas con las cuales se elabora un proyecto de forma satisfactoria tanto para el cliente como para la empresa que realiza los trabajos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] www.minem.gob.pe/archivos/dge/legislacion/norsimter/terminologia/T-Seccion06.pdf -
- [2] www.textoscientificos.com/fisica/transmision-energia/dispositivos-proteccion
- [3] www.mitecnologico.com/Main/SubestacionElectricaPartesPrincipales
- [4] Enríquez, G.
 “Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”
 Segunda Edición. México. Limusa, 2006.
- [5] http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM
- [6] Gil, R; Tineo, A.
 “Elección Óptima del Arreglo de Barras en Subestaciones de Maniobra de Alto Voltaje”
 Trabajo especial. Caracas, 1976.
- [7] Información suministrada por la empresa.
- [8] Ruelas, R.
 “Sistemas de Puesta a Tierra – Teoría, Diseño, Medición y Mantenimiento”
 Apuntes 2007. Informes en Ruel SA (Ingeniería) - www.ruelsa.com
- [9] IPI2WIN User Manual.
- [10] IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, 1986.
- [11] La norma IEEE Std 142-1972
- [12] NORMA CADAFE 182-88
 Montaje de equipos para subestación de transmisión. Instalación del sistema de tierra.
- [13] NORMA CADAFE 42_87
 Diseño para líneas de alimentación y redes de distribución.
- [14] Manual de Normas y Criterios para Proyectos de Instalaciones Eléctricas del Ministerio de Obras Públicas (MOP).
- [15] NORMA CADAFE 53_87
 Diseño para líneas de alimentación y redes de distribución. Normalización de calibres primarios y secundarios. Sistema de distribución.
- [16] NORMA CADAFE 54_87
 Diseño para líneas de alimentación y redes de distribución. Capacidad térmica.
- [17] Enciclopedia CEAC de la electricidad. Varios autores. Grupo editorial CEAC, 1999.
- [18] Apuntes del Curso Electivo de Luminotecnia, Enero-Marzo 2008.
- [19] NORMA CADAFE 184_88
 Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de sistema de iluminación y tomacorrientes.

ANEXOS

ANEXO N° 1

TABLAS DE CARGAS EN CORRIENTE ALTERNA Y CORRIENTE CONTINUA

TABLAS DE CARGAS EN TABLEROS DE C.A. EN LAS SUBESTACIONES (TP1, TP2, TP3 y TP4)

N° De Circuito de TP1	N° Fases	Potencia KW	R I(A)	S I(A)	T I(A)	Cables Calibres #	Breakers (A)	Tensión	EL CIRCUITO ALIMENTA
C1-1	1	0.90	7.50			12	1 x 20	120	Iluminación Casa de Mando
C2-1	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Tomacorrientes Casa de Mando
C3-1	1	0.90		7.50		12	1 x 20	120	Iluminación Casa de Mando
C4-1	1	1.20		10.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes Casa de Mando
C5-1	1	0.90			7.50	12	1 x 20	120	Iluminación Casa de Mando
C6-1	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes Casa de Mando
C7-1	1	0.90	7.50			12	1 x 20	120	Iluminación Casa de Mando
C8-1	1		x						Espacio de Reserva
C9-1	1			x					Espacio de Reserva
C10-1	1	1.20		10.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes Casa de Mando
C11-1	1	0.90			7.50	12	1 x 20	120	Iluminación Casa de Mando
C12-1	1				x				Reserva equipada
C13-1	1	0.90	7.50			12	1 x 20	120	Iluminación Casa de Mando
C14-1	1		x						Reserva equipada
C15-1	1			x					Reserva equipada
C16-1	1			x					Reserva equipada
C17-1	1	1.10			9.17	12	1 x 20	120	Iluminación Pasillo Casa de Mando
C18-1	1				x				Reserva equipada
C19-1	1		x						Espacio de Reserva
C20-1	1		x						Espacio de Reserva
C21-1	1			x					Espacio de Reserva
C22-1	1			x					Espacio de Reserva
C23-1	1				x				Espacio de Reserva
C24-1	1				x				Espacio de Reserva
TOTALES		10.200	32.50	27.50	34.17				

N° De Circuito de TP2	N° Fases	Potencia KW	R I(A)	S I(A)	T I(A)	Cables Calibres #	Breakers (A)	Tensión	EL CIRCUITO ALIMENTA
C1-2	1	0.90	7.50			12	1 x 20	120	Iluminación Pasillo de Oficinas
C2-2	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Tomacorrientes Cuarto Comm y Depósito 2
C3-2	1	0.80		6.67		12	1 x 20	120	Iluminación Oficinas y Vestuario
C4-2	1	1.20		10.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes Sala Reuniones y Depósito 1
C5-2	1	0.50			4.17	12	1 x 20	120	Iluminación Recepción
C6-2	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes Oficina #1 y Recepción
C7-2	1	0.70	9.17			12	1 x 20	120	Iluminación Baños, Comedor y Lavamopa
C8-2	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Tomacorrientes Oficina #2 y Vestuario
C9-2	1	1.10		5.83		12	1 x 20	120	Iluminación Sala de reuniones y Depósito 1
C10-2	1	1.20		10.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes Baños
C11-2	1	0.90			x				Reserva equipada
C12-2	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes Comedor y Lavamopa
C13-2	1		x						Reserva equipada
C14-2	1		x						Reserva equipada
C15-2	1			7.50		12	1 x 20	120	Iluminación Cuarto Electr, Cuarto Comm y Depósito 2
C16-2	1			x					Reserva equipada
C17-2	1				x				Reserva equipada
C18-2	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes Cuarto Electr y Pasillo de Oficinas
C19-2	1		x						Espacio de Reserva
C20-2	1		x						Espacio de Reserva
C21-2	1			x					Espacio de Reserva
C22-2	1			x					Espacio de Reserva
C23-2	1				x				Espacio de Reserva
C24-2	1				x				Espacio de Reserva
TOTALES		13.300	36.67	40.00	34.17				

N° De Circuito de TP3	N° Fases	Potencia KW	R I(A)	S I(A)	T I(A)	Cables Calibres #	Breakers (A)	Tensión	EL CIRCUITO ALIMENTA
C1-3	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Iluminación Sala de Celdas
C2-3, C4-3 y C6-3	3	3.00	4.81	4.81	4.81	8	3 x 40	208	Tomacorrientes 3F Sala de Celdas
C3-3	1	1.30		10.83		10	1 x 30	120	Iluminación Sala de Celdas
C5-3	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Iluminación Sala de Celdas
C7-3	1	0.90	7.50			12	1 x 20	120	Iluminación Sala de Baterías y Cuarto TSA
C8-3	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Tomacorrientes Cuarto TSA
C9-3	1	1.30		6.25		12	1 x 20	120	Iluminación Pasillo entre Instalaciones y Cuarto de Bombonas
C10-3	1	1.20		10.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes 1F Sala de Celdas
C11-3	1	1.10			5.29	12	1 x 20	120	Iluminación Pasillo entre Instalaciones
C12-3	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes Pasillo y Corredor
C13-3	1		x						Reserva equipada
C14-3	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Tomacorrientes 1F Sala de Celdas
C15-3 y C17-3	2	1.70		4.09	4.09	10	2 x 30	208	Iluminación Corredor de Barras
C16-3	1	0.60		5.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes Cuarto de Baterías
C18-3	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes Corredor de Barras
C19-3, C21-3 y C23-3	3	3.00	4.81	4.81	4.81	8	3 x 40	208	Tomacorrientes 3F Sala de GIS
C20-3, C22-3 y C24-3	3	3.00	4.81	4.81	4.81	8	3 x 40	208	Tomacorrientes 3F TRAFOS
C25-3	1		x						Reserva equipada
C26-3	1	1.20	10.00			10	1 x 30	120	Tomacorrientes 1F Sala de GIS
C27-3	1	0.30		2.50		12	1 x 20	120	Iluminación Entrada Sala de GIS
C28-3	1	1.20		10.00		10	1 x 30	120	Tomacorrientes 1F TRAFOS
C29-3	1				x				Reserva equipada
C30-3	1	1.20			10.00	10	1 x 30	120	Tomacorrientes 1F TRAFOS
C31-3	0		x						Reserva equipada
C32-3	1		x						Reserva equipada
C33-3	1			x					Espacio de Reserva
C34-3	1			x					Espacio de Reserva
C35-3	1				x				Espacio de Reserva
C36-3	1				x				Espacio de Reserva
TOTALES		28.200	61.92	63.10	63.80				

N° De Circuito de TP4	N° Fases	Potencia KW	R I(A)	S I(A)	T I(A)	Cables Calibres #	Breakers (A)	Tensión	EL CIRCUITO ALIMENTA
C1-4 y C3-4	2	1.40	1.46	1.46		10	1 x 30	480	Iluminación Sala de GIS
C2-4	1		x						Reserva equipada
C4-4 y C6-4	2	1.40	1.46		1.46	10	1 x 30	480	Iluminación Sala de GIS
C5-4 y C7-4	2	3.80	3.96		3.96	8	2 x 40	480	Iluminación TRAF0 3
C8-4 y C10-4	2	3.80	3.96	3.96		8	2 x 40	480	Iluminación TRAF0 2
C9-4 y C11-4	2	3.80		3.96	3.96	8	2 x 40	480	Iluminación TRAF0 1
C12-4	1				x				Reserva equipada
C13-4	1		x						Reserva equipada
C14-4	1		x						Reserva equipada
C15-4	1			x					Espacio de Reserva
C16-4	1			x					Espacio de Reserva
C17-4	1				x				Espacio de Reserva
C18-4	1				x				Espacio de Reserva
TOTALES		14.200	10.83	9.38	9.38				

Nota: Todos los cables a utilizar como mínimo, serán del tipo THW, según los calibres indicados. La lcc de los Breakers serán de 10 KA

TABLA DE CARGAS EN TABLEROS DE EMERGENCIA EN C.C. EN LAS SUBESTACIONES (TE1, TE2, TE3 y TE4)

N° de Circuito de TE1	Polos	Potencia (kW)	I (A)	Cables Calibres #	Breakers de 2 Polos (CC)	Tensión Vdc	EL CIRCUITO ALIMENTA
B ₁	2	1.30	11.82	12	2 X 20 A	110	Iluminación de emergencia Casa de Mando
B ₂	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Tomacorrientes de emergencia Casa de Mando
B ₃	2	1.30	11.82	12	2 X 20 A	110	Iluminación de emergencia Casa de Mando
B ₄	2						Reserva Equipada
B ₅	2	1.30	11.82	12	2 X 20 A	110	Iluminación de emergencia Edificio de Oficinas
B ₆							Reserva Equipada
B ₇							Espacio de Reserva
B ₈							Espacio de Reserva
B ₉							Espacio de Reserva
Totales		5.10	46.36				

N° de Circuito de TE2	Polos	Potencia (kW)	I (A)	Cables Calibres #	Breakers de 2 Polos (CC)	Tensión Vdc	EL CIRCUITO ALIMENTA
D ₁	2	1.00	9.09	12	2 X 20 A	110	Iluminación de emergencia Sala de Celdas
D ₂	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Tomacorrientes de emergencia Sala de Celdas
D ₃	2	1.20	10.91	12	2 X 20 A	110	Iluminación de emergencia Sala de Celdas
D ₄	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Tomacorrientes de emergencia Sala de Baterías y Cuarto TSA
D ₅	2	0.50	4.55	10	2 X 30 A	110	Iluminación de emergencia Sala de Baterías y Cuarto TSA
D ₆							Reserva Equipada
D ₇							Reserva Equipada
D ₈							Espacio de Reserva
D ₉							Espacio de Reserva
Totales		5.10	46.36				

N° de Circuito de TE3	Polos	Potencia (kW)	I (A)	Cables Calibres #	Breakers de 2 Polos (CC)	Tensión Vdc	EL CIRCUITO ALIMENTA
E ₁	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Iluminación de emergencia Sala de GIS
E ₂	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Tomacorrientes de emergencia Sala de GIS
E ₃							Reserva Equipada
E ₄	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Tomacorrientes de emergencia Sala de GIS
E ₅							Reserva Equipada
E ₆							Reserva Equipada
E ₇							Espacio de Reserva
E ₈							Espacio de Reserva
E ₉							Espacio de Reserva
Totales		3.60	32.73				

N° de Circuito de TE4	Polos	Potencia (kW)	I (A)	Cables Calibres #	Breakers de 2 Polos (CC)	Tensión Vdc	EL CIRCUITO ALIMENTA
F ₁	2	0.90	8.18	10	2 X 30 A	110	Iluminación de emergencia TRAFOS
F ₂	2	1.20	10.91	12	2 X 20 A	110	Tomacorrientes de emergencia TRAFOS
F ₃	2	0.90	8.18	10	2 X 30 A	110	Iluminación de emergencia Pasillos
F ₄	2	1.20	10.91	10	2 X 30 A	110	Tomacorrientes de emergencia Pasillos
F ₅							Reserva Equipada
F ₆							Reserva Equipada
F ₇							Espacio de Reserva
F ₈							Espacio de Reserva
F ₉							Espacio de Reserva
Totales		3.30	30.00				

Nota: Todos los cables a utilizar como mínimo, serán del tipo THW, según los calibres indicados. La lcc de los Breakers serán de 10 KA

Cálculo de los Alimentadores para los Tableros TP y TE

a) Tablero TP1 de Distribución de C.A.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	10.20	KVA		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada	5.10	KVA	Reserva 30%=	1.53	KVA	Carga total=	6.63	KVA
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	6.63	KVA	I linea=	18.42	A	I diseño=	23.02	A
b) Tablero TP2 de Distribución de C.A.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	13.30	KVA		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada	6.65	KVA	Reserva 30%=	2.00	KVA	Carga total=	8.65	KVA
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	8.65	KVA	I linea=	24.01	A	I diseño=	30.02	A
c) Tablero TP3 de Distribución de C.A.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	28.20	KVA		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada	14.10	KVA	Reserva 30%=	4.23	KVA	Carga total=	18.33	KVA
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	18.33	KVA	I linea=	50.92	A	I diseño=	63.65	A
d) Tablero TP4 de Distribución de C.A.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	14.20	KVA		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada	7.10	KVA	Reserva 30%=	2.13	KVA	Carga total=	9.23	KVA
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	9.23	KVA	I linea=	11.11	A	I diseño=	13.88	A

d) Tablero TE1, de Iluminación y tomacorrientes de Emergencia en C.C.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	5.10	KW		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada =	2.55	KW	Reserva 30%=	0.77	KW	Carga total=	3.32	KW
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	3.32	KW	I linea=	30.14	A	I diseño=	37.67	A
e) Tablero TE2, de Iluminación y tomacorrientes de Emergencia en C.C.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	5.10	KW		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada =	2.55	KW	Reserva 30%=	0.77	KW	Carga total=	3.32	KW
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	3.32	KW	I linea=	30.14	A	I diseño=	37.67	A
d) Tablero TE3, de Iluminación y tomacorrientes de Emergencia en C.C.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	3.60	KW		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada =	1.80	KW	Reserva 30%=	0.54	KW	Carga total=	2.34	KW
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	2.34	KW	I linea=	21.27	A	I diseño=	26.59	A
e) Tablero TE4, de Iluminación y tomacorrientes de Emergencia en C.C.								
Carga total de Iluminación y tomacorrientes=	3.30	KW		Fd =	2.00	Factor de diversidad		
Carga Diversificada =	1.65	KW	Reserva 30%=	0.50	KW	Carga total=	2.15	KW
Carga Total para el cálculo del Alimentador =	2.15	KW	I linea=	19.50	A	I diseño=	24.38	A

CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES

Tablero	Fases	Potencia (KVA)	Tensión (V)	I Diseño (A)	Long. (m)	ΔV (%) THW Nº 6	ΔV (%) THW Nº 4	ΔV (%) THW Nº 2
TP1	3F	6.63	208	23.02	45	1.0746	0.6925	-
TP2	3F	8.65	208	30.02	55	1.7126	1.1036	0.7179
TP3	3F	18.33	208	63.65	25	-	1.0636	0.6919
TP4	3F	9.23	480	13.88	25	0.1561	0.1006	0.0654

1.646	0.1765	THW Nº6
-------	--------	---------

Resistencias y reactancias

1.036	0.1647	THW Nº4
-------	--------	---------

0.651	0.1545	THW Nº2
-------	--------	---------

SELECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES Y BREAKERS PRINCIPALES

Tablero	Fases	Potencia (KVA)	Reserva 30 %	Ptotal (KVA)	Tensión (V)	I Diseño (A)	Long. (m)	Alimentadores : Cables de Fases+Cables de Neutro+Cable de tierra Tipo THW de cobre con aislamiento AWG
TP1	3Φ	5.10	1.53	6.63	208	23.00	45	3 x Nº 4 (Fases) + 1 x Nº 4 (Neutro) + 1 x Nº 6 (Tierra).
TP2	3Φ	6.65	2.00	8.65	208	29.99	55	3 x Nº 2 (Fases) + 1 x Nº 6 (Neutro) + 1 x Nº 6 (Tierra).
TP3	3Φ	14.10	4.23	18.33	208	63.60	25	3 x Nº 4 (Fases) + 1 x Nº 4 (Neutro) + 1 x Nº 6 (Tierra).
TP4	3Φ	7.10	2.13	9.23	208	32.02	25	3 x Nº 4 (Fases) + 1 x Nº 4 (Neutro) + 1 x Nº 6 (Tierra).
TE1	2 POLOS	2.55	0.77	3.32	110	37.67	45	1xNº 3/0 (Positivo) + 1xNº 3/0 (Negativo).
TE2	POLOS	2.55	0.77	3.32	110	37.67	55	1xNº 3/0 (Positivo) + 1xNº 3/0 (Negativo).
TE3	2 POLOS	1.80	0.54	2.34	110	26.59	25	1xNº 3/0 (Positivo) + 1xNº 3/0 (Negativo).
TE4	2 POLOS	1.65	0.50	2.15	110	24.38	25	1xNº 3/0 (Positivo) + 1xNº 3/0 (Negativo).
Breakers Principal para "TP"	TRIFASICO 3 x 100 A - lcc 10 KA							
Breakers Principal para "TE"	DOS POLOS 2 x 100 A - lcc 10 KA							

CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN EN LAS ACOMETIDAS DE ILUMINACIÓN Y TOMACORRIENTES

Corriente Alterna, 208 V

Distancia Crítica		Características del Conductor Utilizado para cada acometida			Caída de Tensión Monofásica (L-N)	
Iluminación	Tomacorrientes	CABLE	Resistencia Ohm/Km	Reactancia Ohm/Km	Iluminación	tomacorrientes
40	-	THW Nº 12	6.364	0.2119	0.8046	-
40	40	THW Nº 10	4.002	0.1968	0.5098	0.5098
40	40	THW Nº 8	2.519	0.1968	0.3253	0.3253

Corriente Alterna, 480 V

40	40	THW Nº 10	4.002	0.1968	4.5271	0.5098
40	40	THW Nº 8	2.519	0.1968	2.8886	0.3253
40	40	THW Nº 6	1.646	0.1765	1.9131	0.2154
40	40	THW Nº 4	1.036	0.1647	1.2328	0.1388
40	40	THW Nº 2	0.651	0.1545	0.8020	0.0903

Corriente Continua, 110 V

Distancia Crítica		Características del Conductor Utilizado para cada acometida			Caída de Tensión Monofásica (L-N)	
Iluminación	Tomacorrientes	CABLE	Resistencia Ohm/Km	Reactancia Ohm/Km	Iluminación	tomacorrientes
40	-	THW Nº 12	6.364	0.2119	0.6760	-
40	40	THW Nº 10	4.002	0.1968	0.4283	0.4283
40	40	THW Nº 8	2.519	0.1968	0.2733	0.2733

ANEXO N° 2

Código Eléctrico Nacional (CEN) Tabla 250-95

SELECCIÓN DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR DE TIERRA

Table 250-95. Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway and Equipment

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device In Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size	Aluminum or Copper-Clad Aluminum Wire No.*
	Copper Wire No.	
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 "
2000	250 kcmil	400 "
2500	350 "	600 "
3000	400 "	600 "
4000	500 "	800 "
5000	700 "	1200 "
6000	800 "	1200 "

* See installation restrictions in Section 250-92(a).

Note: Equipment grounding conductors may need to be sized larger than specified in this table in order to comply with Section 250-51.

ANEXO N° 3

Código Eléctrico Nacional (CEN) Tabla 310-16

CAPACIDADES DE CARGA PARA CONDUCTORES AISLADOS ENTERRADOS

Table 310-16. Allowable Ampacities of Insulated Conductors Rated 0 through 2000 Volts, 60° to 90°C (140° to 194°F) Not More Than Three Current-Carrying Conductors in Raceway or Cable or Earth (Directly Buried), Based on Ambient Temperature of 30°C (86°F)

Size	Temperature Rating of Conductor. See Table 310-13.						Size
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	TYPES TWT, UFT	TYPES FEPWT, RHT, RHWt, THHWt, THWT, THWNt, XHHWt, USEt, ZWT	TYPES TBS, SA SIS, FEPt, FEPBt, MI RHHt, RHW-2, THHNt, THHWt, THW-2t, THWN-2t, USE-2, XHH, XHHWt, XHHW-2, ZW-2	TYPES TWT, UFT	TYPES RHT, RHWt, THHWt, THWT, THWNt, XHHWt, USEt	TYPES TBS, SA, SIS, THHNt, THHWt, THW-2, THWN-2, RHHt, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
18	14
16	18
14	20†	20†	25†
12	25†	25†	30†	20†	20†	25†	12
10	30	35†	40†	25	30†	35†	10
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	355	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	310	375	420	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	520	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	560	665	750	470	560	630	2000

CORRECTION FACTORS

Ambient Temp. °C	For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities shown above by the appropriate factor shown below.						Ambient Temp. °F
21-25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	.91	.94	.96	.91	.94	.96	87-95
36-40	.82	.88	.91	.82	.88	.91	96-104
41-45	.71	.82	.87	.71	.82	.87	105-113
46-50	.58	.75	.82	.58	.75	.82	114-122
51-55	.41	.67	.76	.41	.67	.76	123-131
56-6058	.7158	.71	132-140
61-7033	.5833	.58	141-158
71-804141	159-176

† Unless otherwise specifically permitted elsewhere in this Code, the overcurrent protection for conductor types marked with an obelisk (†) shall not exceed 15 amperes for No. 14, 20 amperes for No. 12, and 30 amperes for No. 10 copper; or 15 amperes for No. 12 and 25 amperes for No. 10 aluminum and copper-clad aluminum after any correction factors for ambient temperature and number of conductors have been applied.

ANEXO N° 4

Código Eléctrico Nacional (CEN) Tabla 310-17

CAPACIDADES DE CARGA PARA CONDUCTORES AISLADOS AL AIRE LIBRE

Table 310-17. Allowable Ampacities of Single Insulated Conductors, Rated 0 through 2000 Volts, in Free Air Based on Ambient Air Temperature of 30°C (86°F)

Size	Temperature Rating of Conductor. See Table 310-13.						Size
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
AWG kcmil	TYPES TW† UF†	TYPES FEPW† RH† RHW† THHW† THW† THWN† XHHW† ZW†	TYPES TBS, SA, SIS, FEP† FEPB†, MI, RHH† RHW-2, THHN† THHW† THW-2† THWN-2† USE-2, XHH, XHHW† XHHW-2, ZW-2	TYPES TW† UF†	TYPES RH† RHW† THHW† THW† THWN† XHHW†	TYPES TBS, SA, SIS, THHN† THHW† THW-2, THWN-2, RHH† RHW-2, USE-2, XHH, XHHW† XHHW-2, ZW-2	AWG kcmil
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
18	18
16	24
14	25†	30†	35†
12	30†	35†	40†	25†	30†	35†	12
10	40†	50†	55†	35†	40†	40†	10
8	60	70	80	45	55	60	8
6	80	95	105	60	75	80	6
4	105	125	140	80	100	110	4
3	120	145	165	95	115	130	3
2	140	170	190	110	135	150	2
1	165	195	220	130	155	175	1
1/0	195	230	260	150	180	205	1/0
2/0	225	265	300	175	210	235	2/0
3/0	260	310	350	200	240	275	3/0
4/0	300	360	405	235	280	315	4/0
250	340	405	455	265	315	355	250
300	375	445	505	290	350	395	300
350	420	505	570	330	395	445	350
400	455	545	615	355	425	480	400
500	515	620	700	405	485	545	500
600	575	690	780	455	540	615	600
700	630	755	855	500	595	675	700
750	655	785	885	515	620	700	750
800	680	815	920	535	645	725	800
900	730	870	985	580	700	785	900
1000	780	935	1055	625	750	845	1000
1250	890	1065	1200	710	855	960	1250
1500	980	1175	1325	795	950	1075	1500
1750	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
2000	1155	1385	1560	960	1150	1335	2000
CORRECTION FACTORS							
Ambient Temp. °C	For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities shown above by the appropriate factor shown below.						Ambient Temp. °F
21-25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	.91	.94	.96	.91	.94	.96	87-95
36-40	.82	.88	.91	.82	.88	.91	96-104
41-45	.71	.82	.87	.71	.82	.87	105-113
46-50	.58	.75	.82	.58	.75	.82	114-122
51-55	.41	.67	.76	.41	.67	.76	123-131
56-6058	.7158	.71	132-140
61-7033	.5833	.58	141-158
71-804141	159-176

†Unless otherwise specifically permitted elsewhere in this Code, the overcurrent protection for conductor types marked with an obelisk (†) shall not exceed 15 amperes for No. 14, 20 amperes for No. 12, and 30 amperes for No. 10 copper; or 15 amperes for No. 12 and 25 amperes for No. 10 aluminum and copper-clad aluminum.

ANEXO N° 5

Manual de Obras Públicas (MOP)

**C-2.1.1 RESISTENCIA, REACTANCIA E IMPEDANCIA PARA CONDUCTORES
MONOPOLARES DE COBRE EN DUCTOS MAGNÉTICOS**

**C-2.1.2 RESISTENCIA, REACTANCIA E IMPEDANCIA PARA CONDUCTORES
MONOPOLARES DE COBRE EN DUCTOS NO MAGNÉTICOS**

C-2.1.1

Resistencia, reactancia e impedancia para conductores monoplares de cobre en ductos MAGNETICOS.

Sistema trifásico, 60 Hz, factor de carga 100% y temperatura máxima de funcionamiento permitida por cada tipo de aislante.

	R (Ω /Km)			X (Ω /Km)			Z (Ω /Km)		
	TW PVC-PVC	TTU RH,RHW	RHH	TW	TTU PVC-PVC	RHH RH,RHW	TW	TTU	RHH
14	10,119	10,625	11,030	0,2091	0,2282	0,2282	10,2414	10,6283	11,0320
12	6,364	6,682	6,937	0,1939	0,2119	0,2119	6,3246	6,6854	6,9402
10	4,002	4,202	4,362	0,1804	0,1968	0,1968	4,0063	4,2154	4,3655
8	2,519	2,646	2,744	0,1683	0,1968	0,2080	2,5245	2,6533	2,7524
6	1,646	1,728	1,794	0,1653	0,1765	0,1863	1,6544	1,7337	1,8036
4	1,036	1,088	1,129	0,1555	0,1647	0,1732	1,0477	1,1004	1,1422
2	0,651	0,683	0,709	0,1460	0,1545	0,1624	0,6672	0,7003	0,7273
1	0,512	0,538	0,557	0,1509	0,1637	0,1696	0,5338	0,5623	0,5822
1/0	0,410	0,430	0,446	0,1460	0,1594	0,1673	0,4352	0,4586	0,4983
2/0	0,335	0,353	0,365	0,1427	0,1545	0,1594	0,3642	0,3854	0,4287
3/0	0,267	0,279	0,290	0,1398	0,1509	0,1545	0,3013	0,3163	0,3286
4/0	0,211	0,221	0,229	0,1361	0,1460	0,1499	0,2524	0,2648	0,2738
250	0,179	0,188	0,196	0,1388	0,1437	0,1545	0,2263	0,2364	0,2496
300	0,167	0,175	0,181	0,1352	0,1398	0,1509	0,2147	0,2238	0,2356
350	0,144	0,151	0,157	0,1332	0,1388	0,1489	0,1960	0,2052	0,2163
400	0,126	0,132	0,137	0,1329	0,1378	0,1476	0,1830	0,1908	0,2015
500	0,102	0,107	0,112	0,1302	0,1398	0,1427	0,1652	0,1758	0,1814
600	0,094	0,099	0,103	0,1319	0,1378	0,1437	0,1699	0,1697	0,1766
700	0,083	0,087	0,089	0,1302	0,1361	0,1417	0,1543	0,1616	0,1673
750	0,080	0,085	0,087	0,1289	0,1348	0,1401	0,1517	0,1594	0,1649

— Valores de R a 20°C y CC para conductividad 96,66% tomados de Catálogo Burndy OH-57.

— Factores de corrección para otras temperaturas y C.A. tomados de Manual Técnico Rome Co.

— Factores de corrección para ductos magnéticos tomados de Industrial Power Systems, Beeman.

— Valores de X para ducto magnético tomados de tablas Kaiser Aluminum, para espesores de aislante según Catálogos Cabel y Alcave.

C-2.1.2

Resistencia, reactancia e impedancia para conductores monopolares de cobre en ductos NO MAGNETICOS.

Sistema trifásico, 60 Hz, factor de carga 100% y temperatura máxima de funcionamiento permitida por cada tipo de aislante.

AWG o MCM	R (Ω/KM)			X (Ω/KM)			Z (Ω/KM)		
	TW PVC-PVC	TTU RH,RHW	RHH	TW	TTU PVC-PVC	RHH RH,RHH	TW	TTU	RHH
14	10,119	10,625	11,030	0,1659	0,1808	0,1808	10,120	10,626	11,032
12	6,364	6,682	6,937	0,1552	0,1696	0,1696	6,366	6,685	6,939
10	4,002	4,202	4,362	0,1443	0,1575	0,1575	4,004	4,204	4,365
8	2,517	2,643	2,743	0,1345	0,1475	0,1463	2,521	2,648	2,748
6	1,583	1,662	1,725	0,1322	0,1414	0,1493	1,588	1,668	1,731
4	0,996	1,046	1,086	0,1243	0,1319	0,1384	1,003	1,054	1,095
2	0,626	0,657	0,682	0,1168	0,1237	0,1299	0,636	0,668	0,694
1	0,492	0,517	0,536	0,1207	0,1319	0,1358	0,506	0,533	0,553
1/0	0,394	0,414	0,429	0,1168	0,1276	0,1309	0,411	0,433	0,448
2/0	0,312	0,328	0,340	0,1142	0,1233	0,1276	0,332	0,351	0,363
3/0	0,248	0,260	0,270	0,1115	0,1207	0,1233	0,271	0,286	0,297
4/0	0,196	0,206	0,213	0,1089	0,1168	0,1201	0,224	0,237	0,244
250	0,167	0,175	0,182	0,1109	0,1148	0,1237	0,200	0,209	0,220
300	0,139	0,146	0,151	0,1083	0,1119	0,1207	0,176	0,184	0,193
350	0,120	0,126	0,131	0,1066	0,1109	0,1191	0,160	0,168	0,177
400	0,105	0,110	0,114	0,1063	0,1102	0,1181	0,149	0,156	0,164
500	0,085	0,089	0,093	0,1043	0,1119	0,1142	0,134	0,143	0,147
600	0,071	0,074	0,077	0,1056	0,1102	0,1148	0,127	0,132	0,138
700	0,062	0,065	0,067	0,1043	0,1089	0,1132	0,121	0,127	0,131
750	0,058	0,061	0,063	0,1030	0,1079	0,1122	0,118	0,124	0,128

- Valores de R a 20°C y CC para conductividad 96,66% tomados de Catálogo Burndy OH-57.
- Factores de corrección para otras temperaturas y C.A. en ducto no magnético tomados de Manual Técnico Rome Co.
- Valores de X para ducto no magnético tomados de tablas Kaiser Aluminum para espesores de aislante según Catálogo Cabel y Alcave.

ANEXO N° 6

Manual de Obras Públicas (MOP) Tabla D-1

NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES DE IGUAL CALIBRE EN TUBERÍAS

TABLA D-1

Máximo número de conductores de igual calibre; en tuberías. Trabajos nuevos: tipos FEP, FEPB, RUH, RUW, T, TF, THHN, THW, THWN, TW. Trabajos nuevos o realambrados tipos RF-2, RFH-2, R, RH, RW, RHH, RHW, RH-RW.

AWG o MCM	1/2"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	3 1/2"	4"	5"	6"
14	4	6	10	18	25	41	58	90	121	155	-	-
12	3	5	8	15	21	34	50	76	103	132	208	-
10	1	4	7	13	17	29	41	64	86	110	173	-
8	1	3	4	7	10	17	25	38	52	67	105	152
6	1	1	3	4	6	10	15	23	32	41	64	93
4	1	1	1	3	5	8	12	18	24	31	49	72
3	-	1	1	3	4	7	10	16	21	28	44	63
2	-	1	1	3	3	6	9	14	19	24	38	55
1	-	1	1	1	3	4	7	10	14	18	29	42
1/0	-	-	1	1	2	4	6	9	12	16	25	37
2/0	-	-	1	1	1	3	5	8	11	14	22	32
3/0	-	-	1	1	1	3	4	7	9	12	19	27
4/0	-	-	-	1	1	2	3	6	8	10	16	23
250	-	-	-	1	1	1	3	5	6	8	13	19
300	-	-	-	1	1	1	3	4	5	7	11	16
350	-	-	-	1	1	1	1	3	5	6	10	15
400	-	-	-	-	1	1	1	3	4	6	9	13
500	-	-	-	-	1	1	1	3	4	5	8	11
600	-	-	-	-	-	1	1	1	3	4	6	9
700	-	-	-	-	-	1	1	1	3	3	6	9
750	-	-	-	-	-	1	1	1	3	3	5	8

—Tabla tomada del Código Eléctrico Nacional.

ANEXO N° 7

SELECCIÓN DE TABLAS DE NORMAS COVENIN 2249-93

TABLA 1C Areas o Actividad en la Industria (Interior)

AREA O ACTIVIDAD	ILUMINANCIA (LUX)			TIPO DE ILUMINANCIA
	A	B	C	
CUERO TRABAJO DEL				
Prensado, enrollado, lustrado	1.000	1.500	2.000	L
Clasificación, corte, ensambladura, costura	2.000	3.000	5.000	G + L
DEPOSITOS				
Inactivo	50	75	100	G
Activo				
Piezas grandes	100	150	200	G
Piezas pequeñas	200	300	500	L
DULCES. FABRICACION				
Departamento de cajas	200	300	500	L
Preparación de los dulces				
cremas, confites, decoración y empaques	200	300	500	L
Molinos, corte y selección	500	750	1.000	L
ELECTRICIDAD PLANTAS DE GENERACION DE				
Sala de equipos de acondicionamiento de aire, ventiladores y filtros para aire	50	75	100	G
Salas de equipos auxiliares:				
bombas, tanques, compresores, manómetros	100	150	200	G
Sala de baterías de acumuladores	200	300	500	L
Plataformas de caldera	50	75	100	G
Plataformas de quemador	100	150	200	G
Areas de alambrado	50	75	100	G
Sistemas de manejo de carbón	50	75	100	G
Pulverizador de carbón	100	150	200	G
Piso de desaireadores, evaporadores y calefactores, condensadores	50	75	100	G
Sala de control				
Tableros principal de control	200	300	500	L (2)

TABLA IC Areas o Actividad en la Industria (Interior)				
AREA O ACTIVIDAD	ILUMINANCIA (LUX)			TIPO DE ILUMINANCIA
	A	B	C	
Paneles de control auxiliares	200	300	500	L (2)
Puestos de operador	500	750	1.000	L (2)
Areas de alambrado y mantenimiento	200	300	500	L
Iluminación de operación de emergencia	100	150	200	G
Lectura e instrumentos	200	300	500	L
Sala de válvulas de hidrógeno y dióxido de carbono	100	150	200	G
Laboratorio	500	750	1.000	L
Precipitadores	50	75	100	G
Cuarto de filtros	100	150	200	G
Plataformas de escorias y hollín	100	150	200	G
Cabezales y válvulas reguladoras de vapor	50	75	100	G
Equipos de maniobras y centros de control de motores	200	300	500	L
Salas de equipos telefónicos y de comunicaciones	200	300	500	L
Galerías y túneles de servicios	50	75	100	G
Casas de máquinas				
En el nivel de operación	200	300	500	L
Bajo el nivel de operación	100	150	200	G
Galerías para visitantes	100	150	200	G
Area de tratamiento del agua	200	300	500	L
ELECTRICAS, MAQUINAS (Véase máquinas eléctricas, fábricas de)				
ENCUADERNACION				
Compaginación, doblado y empastado	200	300	500	L
Corte, perforación y cosido	500	750	1.000	L
TIPOGRAFICAS. INDUSTRIAS				
FOTO GRABADO				
Grabado, planchas, alineado	200	300	500	L
Ajuste, acabado pruebas, colocación de tintes, retoques	500	750	1.000	L
Fundición de tipos				

**TABLA 1B Interiores destinados a Uso Comercial.
Institucional o Reuniones Públicas**

AREA O ACTIVIDAD	ILUMINANCIA (LUX)			TIPO DE ILUMINANCIA
	A	B	C	
Escaleras fijas e inicio y final de escaleras mecánicas		200		+ 0.15
Escaleras mecánicas (en toda su trayectoria excepto el inicio y el final)		200		+ 0.15 (un plano que va a lo largo de la escalera)
Sala de máquina de escaleras mecánicas		100		0
Exteriores		150		0
Zonas cercanas a los accesos de estaciones (hasta un radio de 10 m)				
Caminerías y alrededores		70		0
Oficinas		400		+ 0.76
Depósitos de dinero		300		0.50
Cuarto de control de trenes en los pasillos entre bastidores		300		0
Cuarto de baterías		200		0
Centro de distribución		300		0.50
Cuarto de tableros eléctricos, ventiladores, conductores, personal de mantenimiento y de desahogo.				
Depósitos		100		0
Ductos bajo andén		40		0
Zonas frente a las máquinas expendedoras de boletos y cambiadoras de dinero				
Zonas sobre las barreras de torniquetes (solo en la línea de torniquetes)		400		0

**TABLA 1B Interiores destinados a Uso Comercial.
Institucional o Reuniones Públicas**

AREA O ACTIVIDAD	ILUMINANCIA (LUX)			TIPO DE ILUMINANCIA
	A	B	C	
de dinero.		300		0.76
Estructura de ventilación				
Rutas de acceso y evacuación		200		0
Cuartos				
- Distribución de energía		300		0
- De ventiladores		300		0.76
Estaciones interruptoras 750 V				
Zona frente a los interruptores		300		0.80
Exteriores a la edificación		15		0.60
Subestaciones eléctricas				
Patio de transformadores		50		0
Cuarto 30 KV		300		0
Cuarto de ventiladores		300		0
Galerías de cables que llevarán iluminación independiente, en caso de que superen 2 m de profundidad		200		0
Túnel		(*)		
Zona de los motores de aguja de los cambiavías		150		0
Zona dentro del foso de inspección en las colas de maniobras		200		1.50

* NOTA: Túneles y truncheras cubiertas. Solo se proveerán de iluminación normal y de emergencia.

ANEXO N° 8

TABLA DE COEFICIENTES DE UTILIZACIÓN

Indice de Local (K1) y Coeficiente de Utilización (cu)

Ancho = 18.0m; Largo = 18.0m; Altura = 2.60m

$$\text{Indice de local } K1 = 5 \times hm \times \frac{a + l}{a \times l}$$

$$\text{Indice de local } K1 = 5 \times 1.80 \times \frac{18 + 18}{18 \times 18} = 1.0$$



Reflectancia de Cavidad Techo en %	80				70				50				30				10			
	70	50	30	10	.70	.50	.30	10	0.58	0.56	0.58	0.54	0.55	0.54	0.52	0.53	0.52	0.53	0.52	0.51
1	0.65	0.62	0.59	0.57	0.59	0.57	0.55	0.53	0.60	0.58	0.56	0.54	0.55	0.54	0.52	0.53	0.52	0.53	0.52	0.51
2	0.59	0.54	0.50	0.46	0.57	0.53	0.49	0.46	0.49	0.46	0.50	0.44	0.49	0.46	0.43	0.47	0.46	0.43	0.47	0.45
3	0.53	0.47	0.42	0.38	0.52	0.46	0.41	0.38	0.44	0.40	0.44	0.37	0.42	0.39	0.36	0.41	0.38	0.36	0.41	0.38
4	0.49	0.41	0.36	0.32	0.47	0.40	0.36	0.32	0.39	0.35	0.35	0.31	0.37	0.34	0.31	0.36	0.33	0.36	0.33	0.30
5	0.44	0.36	0.31	0.26	0.43	0.36	0.30	0.26	0.33	0.30	0.26	0.26	0.31	0.29	0.26	0.32	0.28	0.32	0.28	0.25
5	0.40	0.32	0.26	0.22	0.39	0.31	0.26	0.22	0.30	0.25	0.22	0.22	0.29	0.25	0.22	0.28	0.24	0.28	0.24	0.21
7	0.37	0.28	0.23	0.19	0.36	0.27	0.23	0.19	0.27	0.22	0.18	0.18	0.25	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18	0.25	0.21
8	0.34	0.25	0.20	0.16	0.33	0.25	0.19	0.16	0.24	0.19	0.16	0.16	0.23	0.19	0.16	0.22	0.18	0.16	0.22	0.18
9	0.31	0.22	0.17	0.14	0.30	0.22	0.17	0.12	0.21	0.16	0.13	0.13	0.20	0.16	0.13	0.20	0.16	0.13	0.20	0.16
10	0.28	0.20	0.15	0.12	0.28	0.20	0.10	0.10	0.19	0.14	0.11	0.11	0.18	0.14	0.11	0.18	0.14	0.11	0.18	0.14

COEFICIENTES DE UTILIZACION

Espaciamiento / Altura de Montaje = 1.0

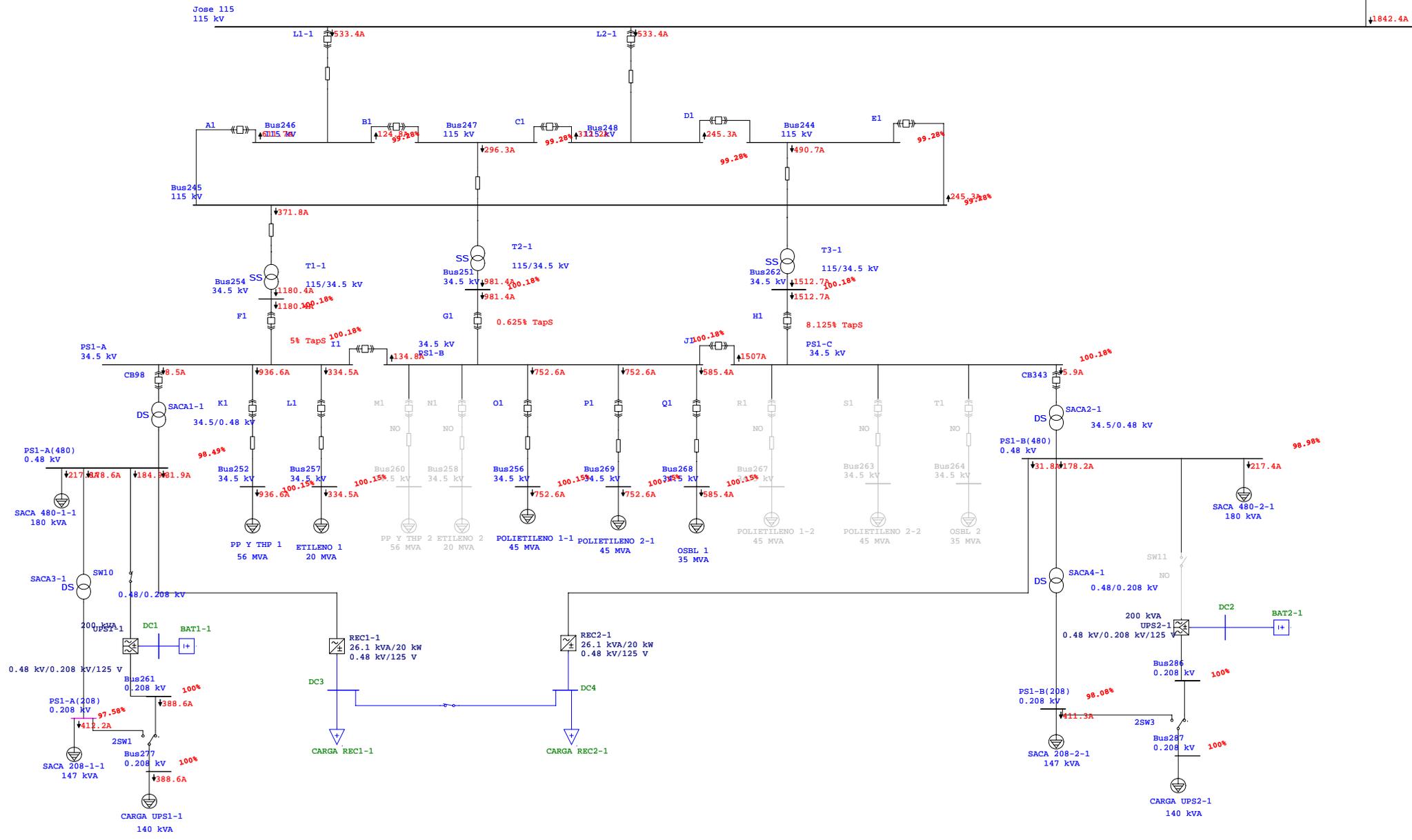
Reflectancia de Cavidad Piso = 20 %

ANEXO N° 9
ESTUDIO DEL FLUJO DE CARGA

S/E PEQUIVEN SUR I

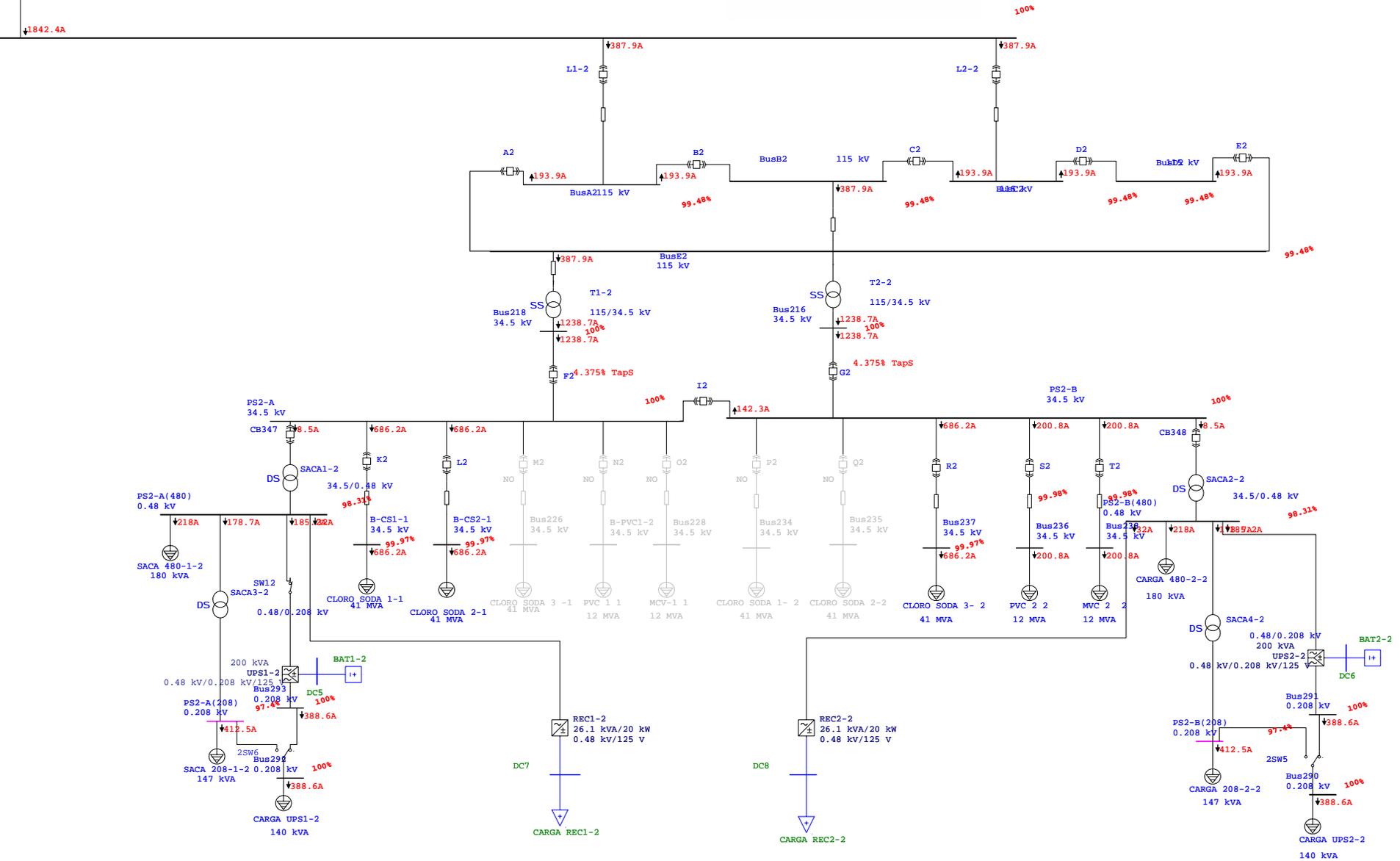
FLUJO DE CARGA

S/E Jose
3538 MVAsc



S/E PEQUIVEN SUR II

FLUJO DE CARGA



Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z
Study Case: LF

Page: 1
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	43	44

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	13	0	0	19	0	18	50

Method of Solution: Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.000100

System Frequency: 60 Hz
Unit System: English
Project Filename: S-E pequiven Sur(sin R)
Output Filename: C:\Documents and Settings\flarez.BUCROS\Escritorio\Se SUR I y II\Simulaciones ETAP\Untitled.Ifr

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP

5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 2
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 3
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
B-CS1-1	34.500	1	100.0	-3.5	24.395	15.119	10.455	6.479				
B-CS2-1	34.500	1	100.0	-3.5	24.395	15.119	10.455	6.479				
Bus216	34.500	1	100.0	-3.5								
Bus218	34.500	1	100.0	-3.5								
Bus236	34.500	1	100.0	-3.5	7.140	4.425	3.060	1.896				
Bus237	34.500	1	100.0	-3.5	24.395	15.119	10.455	6.479				
Bus238	34.500	1	100.0	-3.5	7.140	4.425	3.060	1.896				
Bus244	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus245	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus246	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus247	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus248	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus251	34.500	1	99.8	-4.8								
Bus252	34.500	1	99.8	-4.8	33.320	20.650	14.280	8.850				
Bus254	34.500	1	99.8	-4.8								
Bus256	34.500	1	99.8	-4.8	26.775	16.594	11.475	7.112				
Bus257	34.500	1	99.8	-4.8	11.900	7.375	5.100	3.161				
Bus262	34.500	1	100.2	-3.3								
Bus268	34.500	1	99.8	-4.8	20.825	12.906	8.925	5.531				
Bus269	34.500	1	99.8	-4.8	26.775	16.594	11.475	7.112				
Bus272	115.000	1	99.2	-0.5								
Bus274	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus276	115.000	1	99.3	-0.5								
Bus282	115.000	1	99.5	-0.4								
Bus283	115.000	1	99.5	-0.4								
BusA2	115.000	1	99.5	-0.4								
BusB2	115.000	1	99.5	-0.4								
BusC2	115.000	1	99.5	-0.4								
BusD2	115.000	1	99.5	-0.4								
BusE2	115.000	1	99.5	-0.4								
Jose 115	115.000	1	100.0	0.0								
PS1-A	34.500	1	99.8	-4.8								
PS1-A(208)	0.208	1	97.2	-6.4	0.087	0.054	0.037	0.023				
PS1-A(480)	0.480	1	98.2	-5.9	0.262	0.154	0.046	0.028				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 4
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus				Initial Voltage		Load							
ID	kV	Sub-sys		% Mag.	Ang.	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
						MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
PS1-B	34.500	1		99.8	-4.8								
PS1-B(208)	0.208	1		97.7	-6.0	0.087	0.054	0.037	0.023				
PS1-B(480)	0.480	1		98.7	-5.6	0.129	0.080	0.046	0.028				
PS1-C	34.500	1		99.8	-4.8								
PS2-A	34.500	1		100.0	-3.5								
PS2-A(208)	0.208	1		97.4	-5.0	0.087	0.054	0.037	0.023				
PS2-A(480)	0.480	1		98.3	-4.6	0.262	0.154	0.046	0.028				
PS2-B	34.500	1		100.0	-3.5								
PS2-B(208)	0.208	1		97.4	-5.0	0.087	0.054	0.037	0.023				
PS2-B(480)	0.480	1		98.3	-4.6	0.262	0.154	0.046	0.028				
Total Number of Buses: 44						208.324	129.083	89.074	55.203	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 5
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (ft)	% Tol.					
Cable73	0.6NALN3	500	328.1	0.0	1	75	0.045264	0.031100	
Cable74	0.6NALN3	500	328.1	0.0	2	75	0.045264	0.031100	
Cable75	0.6NALN3	500	328.1	0.0	1	75	0.045264	0.031100	
Cable80	115NCUS1	1000	91.9	0.0	1	75	0.017704	0.143256	
Cable81	115NCUS1	1000	91.9	0.0	1	75	0.017704	0.143256	
Cable82	115NCUS1	1000	91.9	0.0	1	75	0.017704	0.143256	
Cable83	0.6NALN3	500	328.1	0.0	3	75	0.045264	0.031100	
Cable84	0.6NALN3	500	328.1	0.0	1	75	0.045264	0.031100	
Cable93	0.6NALN3	500	328.1	0.0	2	75	0.045264	0.031100	
Cable94	0.6NALN3	500	328.1	0.0	3	75	0.045264	0.031100	
Cable97	0.6NALN3	500	328.1	0.0	3	75	0.045264	0.031100	
Cable100	115NCUS1	1000	91.9	0.0	1	75	0.017704	0.143256	
Cable101	115NCUS1	1000	91.9	0.0	1	75	0.017704	0.143256	
COLORO SODA 1-1.	0.6NALN3	500	328.1	0.0	2	75	0.045264	0.031100	
COLORO SODA 2-1.	0.6NALN3	500	328.1	0.0	2	75	0.045264	0.031100	
Line7			14071.5	0.0	1	75	0.008961	0.096591	
Line8			14071.5	0.0	1	75	0.008961	0.096591	
PS2-1			14238.9	0.0	2	75	0.008961	0.096591	
PS2-2			14238.9	0.0	2	75	0.008961	0.096591	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 6
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
SACA1-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA1-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA2-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA2-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA3-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA3-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA4-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA4-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
T1-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T1-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T3-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0

2-Winding Transformer Load Tap Changer (LTC) Settings

Transformer ID	Connected Buses ("*" LTC Side)		Transformer Load Tap Changer Setting					
	Primary Bus ID	Secondary Bus ID	% Min. Tap	% Max. Tap	% Step	Regulated Bus ID	% V	kV
T1-1	Bus272	*Bus254	-10.00	10.00	0.625	Bus254	100.00	34.500
T1-2	Bus283	*Bus218	-10.00	10.00	0.625	Bus218	100.00	34.500
T2-1	Bus274	*Bus251	-10.00	10.00	0.625	Bus251	100.00	34.500
T2-2	Bus282	*Bus216	-10.00	10.00	0.625	Bus216	100.00	34.500
T3-1	Bus276	*Bus262	-10.00	10.00	0.625	Bus262	100.00	34.500

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 7
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
SACA1-1	2W XFMR	PS1-A	PS1-A(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA1-2	2W XFMR	PS2-A	PS2-A(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA2-1	2W XFMR	PS1-C	PS1-B(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA2-2	2W XFMR	PS2-B	PS2-B(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA3-1	2W XFMR	PS1-A(480)	PS1-A(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA3-2	2W XFMR	PS2-A(480)	PS2-A(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA4-1	2W XFMR	PS1-B(480)	PS1-B(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA4-2	2W XFMR	PS2-B(480)	PS2-B(208)	246.32	761.13	800.00	
T1-1	2W XFMR	Bus272	Bus254	0.22	9.06	9.06	
T1-2	2W XFMR	Bus283	Bus218	0.21	8.70	8.70	
T2-1	2W XFMR	Bus274	Bus251	0.21	8.64	8.65	
T2-2	2W XFMR	Bus282	Bus216	0.21	8.70	8.70	
T3-1	2W XFMR	Bus276	Bus262	0.21	9.01	9.01	
Cable73	Cable	PS2-B	Bus236	0.12	0.09	0.15	
Cable74	Cable	PS2-B	Bus237	0.06	0.04	0.08	
Cable75	Cable	PS2-B	Bus238	0.12	0.09	0.15	
Cable80	Cable	Bus244	Bus276	0.00	0.01	0.01	
Cable81	Cable	Bus247	Bus274	0.00	0.01	0.01	
Cable82	Cable	Bus245	Bus272	0.00	0.01	0.01	
Cable83	Cable	PS1-B	Bus256	0.04	0.03	0.05	
Cable84	Cable	PS1-A	Bus257	0.12	0.09	0.15	
Cable93	Cable	PS1-B	Bus268	0.06	0.04	0.08	
Cable94	Cable	PS1-B	Bus269	0.04	0.03	0.05	
Cable97	Cable	PS1-A	Bus252	0.04	0.03	0.05	
Cable100	Cable	BusB2	Bus282	0.00	0.01	0.01	
Cable101	Cable	BusE2	Bus283	0.00	0.01	0.01	
COLORO SODA 1-1.	Cable	PS2-A	B-CS1-1	0.06	0.04	0.08	
COLORO SODA 2-1.	Cable	PS2-A	B-CS2-1	0.06	0.04	0.08	
Line7	Line	Jose 115	Bus248	0.10	1.03	1.03	
Line8	Line	Jose 115	Bus246	0.10	1.03	1.03	
PS2-1	Line	Jose 115	BusA2	0.10	1.04	1.04	
PS2-2	Line	Jose 115	BusC2	0.10	1.04	1.04	
A1	Tie Breakr	Bus246	Bus245				
A2	Tie Breakr	BusA2	BusE2				
B1	Tie Breakr	Bus247	Bus246				
B2	Tie Breakr	BusB2	BusA2				
C1	Tie Breakr	Bus248	Bus247				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 8
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
C2	Tie Breakr	BusC2	BusB2				
D1	Tie Breakr	Bus244	Bus248				
D2	Tie Breakr	BusD2	BusC2				
E1	Tie Breakr	Bus245	Bus244				
E2	Tie Breakr	BusE2	BusD2				
F1	Tie Breakr	Bus254	PS1-A				
F2	Tie Breakr	Bus218	PS2-A				
G1	Tie Breakr	Bus251	PS1-B				
G2	Tie Breakr	Bus216	PS2-B				
H1	Tie Breakr	Bus262	PS1-C				
I1	Tie Breakr	PS1-B	PS1-A				
I2	Tie Breakr	PS2-B	PS2-A				
J1	Tie Breakr	PS1-C	PS1-B				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 9
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
B-CS1-1	34.500	34.488	-3.5	0	0	34.843	21.594	PS2-A	-34.843	-21.594	686.2	85.0	
B-CS2-1	34.500	34.488	-3.5	0	0	34.843	21.594	PS2-A	-34.843	-21.594	686.2	85.0	
Bus216	34.500	34.499	-3.5	0	0	0	0	Bus282	-62.912	-38.995	1238.7	85.0	4.375
								PS2-B	62.912	38.995	1238.7	85.0	
Bus218	34.500	34.499	-3.5	0	0	0	0	Bus283	-62.912	-38.995	1238.7	85.0	4.375
								PS2-A	62.912	38.995	1238.7	85.0	
Bus236	34.500	34.492	-3.5	0	0	10.199	6.321	PS2-B	-10.199	-6.321	200.8	85.0	
Bus237	34.500	34.488	-3.5	0	0	34.843	21.594	PS2-B	-34.843	-21.594	686.2	85.0	
Bus238	34.500	34.492	-3.5	0	0	10.199	6.321	PS2-B	-10.199	-6.321	200.8	85.0	
Bus244	115.000	114.185	-0.5	0	0	0	0	Bus276	56.978	54.152	397.5	72.5	
								Bus248	-28.489	-27.076	198.7	72.5	
								Bus245	-28.489	-27.076	198.7	72.5	
Bus245	115.000	114.185	-0.5	0	0	0	0	Bus272	56.809	60.782	420.7	68.3	
								Bus246	-85.298	-87.859	619.2	69.7	
								Bus244	28.489	27.076	198.7	72.5	
Bus246	115.000	114.185	-0.5	0	0	0	0	Jose 115	-86.003	-60.192	530.8	81.9	
								Bus245	85.298	87.859	619.2	69.7	
								Bus247	0.705	-27.667	139.9	-2.5	
Bus247	115.000	114.185	-0.5	0	0	0	0	Bus274	58.219	5.449	295.7	99.6	
								Bus246	-0.705	27.667	139.9	-2.5	
								Bus248	-57.514	-33.116	335.6	86.7	
Bus248	115.000	114.185	-0.5	0	0	0	0	Jose 115	-86.003	-60.192	530.8	81.9	
								Bus247	57.514	33.116	335.6	86.7	
								Bus244	28.489	27.076	198.7	72.5	
Bus251	34.500	34.525	-3.3	0	0	0	0	Bus274	-58.149	-2.556	973.4	99.9	1.250
								PS1-B	58.149	2.556	973.4	99.9	
Bus252	34.500	34.515	-3.3	0	0	47.613	29.508	PS1-A	-47.613	-29.508	937.0	85.0	
Bus254	34.500	34.525	-3.3	0	0	0	0	Bus272	-56.669	-54.926	1319.7	71.8	6.250
								PS1-A	56.669	54.926	1319.7	71.8	
Bus256	34.500	34.517	-3.3	0	0	38.261	23.712	PS1-B	-38.261	-23.712	752.9	85.0	
Bus257	34.500	34.514	-3.3	0	0	17.004	10.538	PS1-A	-17.004	-10.538	334.6	85.0	
Bus262	34.500	34.525	-3.3	0	0	0	0	Bus276	-56.853	-48.924	1254.3	75.8	5.625
								PS1-C	56.853	48.924	1254.3	75.8	
Bus268	34.500	34.516	-3.3	0	0	29.758	18.442	PS1-B	-29.758	-18.442	585.6	85.0	
Bus269	34.500	34.517	-3.3	0	0	38.261	23.712	PS1-B	-38.261	-23.712	752.9	85.0	
Bus272	115.000	114.177	-0.5	0	0	0	0	Bus245	-56.808	-60.775	420.7	68.3	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 10
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
								Bus254	56.808	60.775	420.7	68.3	
Bus274	115.000	114.183	-0.5	0	0	0	0	Bus247	-58.218	-5.445	295.7	99.6	
								Bus251	58.218	5.445	295.7	99.6	
Bus276	115.000	114.178	-0.5	0	0	0	0	Bus244	-56.977	-54.146	397.5	72.5	
								Bus262	56.977	54.146	397.5	72.5	
Bus282	115.000	114.393	-0.4	0	0	0	0	BusB2	-63.030	-43.968	387.9	82.0	
								Bus216	63.030	43.968	387.9	82.0	
Bus283	115.000	114.393	-0.4	0	0	0	0	BusE2	-63.030	-43.968	387.9	82.0	
								Bus218	63.030	43.968	387.9	82.0	
BusA2	115.000	114.399	-0.4	0	0	0	0	Jose 115	-63.031	-43.974	387.9	82.0	
								BusE2	31.516	21.987	193.9	82.0	
								BusB2	31.516	21.987	193.9	82.0	
BusB2	115.000	114.399	-0.4	0	0	0	0	Bus282	63.031	43.974	387.9	82.0	
								BusA2	-31.516	-21.987	193.9	82.0	
								BusC2	-31.516	-21.987	193.9	82.0	
BusC2	115.000	114.399	-0.4	0	0	0	0	Jose 115	-63.031	-43.974	387.9	82.0	
								BusB2	31.516	21.987	193.9	82.0	
								BusD2	31.516	21.987	193.9	82.0	
BusD2	115.000	114.399	-0.4	0	0	0	0	BusC2	-31.516	-21.987	193.9	82.0	
								BusE2	31.516	21.987	193.9	82.0	
BusE2	115.000	114.399	-0.4	0	0	0	0	Bus283	63.031	43.974	387.9	82.0	
								BusA2	-31.516	-21.987	193.9	82.0	
								BusD2	-31.516	-21.987	193.9	82.0	
*Jose 115	115.000	115.000	0.0	298.396	211.870	0	0	Bus248	86.109	61.340	530.8	81.4	
								Bus246	86.109	61.340	530.8	81.4	
								BusA2	63.089	44.594	387.9	81.7	
								BusC2	63.089	44.594	387.9	81.7	
PS1-A	34.500	34.525	-3.3	0	0	0	0	Bus257	17.009	10.542	334.6	85.0	
								Bus252	47.626	29.517	937.0	85.0	
								PS1-A(480)	0.432	0.272	8.5	84.6	
								Bus254	-56.669	-54.926	1319.7	71.8	
								PS1-B	-8.398	14.596	281.6	-49.9	
PS1-A(208)	0.208	0.203	-4.9	0	0	0.123	0.076	PS1-A(480)	-0.123	-0.076	412.3	85.0	
PS1-A(480)	0.480	0.472	-4.4	0	0	0.306	0.181	PS1-A	-0.430	-0.259	613.5	85.6	
								PS1-A(208)	0.124	0.078	178.7	84.6	
PS1-B	34.500	34.525	-3.3	0	0	0	0	Bus256	38.270	23.718	752.9	85.0	
								Bus268	29.766	18.448	585.6	85.0	
								Bus269	38.270	23.718	752.9	85.0	
								Bus251	-58.149	-2.556	973.4	99.9	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 11
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
								PS1-A	8.398	-14.596	281.6	-49.9	
								PS1-C	-56.554	-48.732	1248.4	75.8	
PS1-B(208)	0.208	0.204	-4.5	0	0	0.123	0.077	PS1-B(480)	-0.123	-0.077	411.5	85.0	
PS1-B(480)	0.480	0.475	-4.1	0	0	0.174	0.108	PS1-C	-0.298	-0.186	427.6	84.8	
								PS1-B(208)	0.124	0.078	178.3	84.6	
PS1-C	34.500	34.525	-3.3	0	0	0	0	PS1-B(480)	0.299	0.192	5.9	84.1	
								Bus262	-56.853	-48.924	1254.3	75.8	
								PS1-B	56.554	48.732	1248.4	75.8	
PS2-A	34.500	34.499	-3.5	0	0	0	0	B-CS1-1	34.853	21.601	686.2	85.0	
								B-CS2-1	34.853	21.601	686.2	85.0	
								PS2-A(480)	0.432	0.272	8.5	84.6	
								Bus218	-62.912	-38.995	1238.7	85.0	
								PS2-B	-7.226	-4.479	142.3	85.0	
PS2-A(208)	0.208	0.203	-5.0	0	0	0.123	0.076	PS2-A(480)	-0.123	-0.076	412.5	85.0	
PS2-A(480)	0.480	0.472	-4.6	0	0	0.306	0.181	PS2-A	-0.429	-0.259	613.8	85.6	
								PS2-A(208)	0.124	0.078	178.7	84.6	
PS2-B	34.500	34.499	-3.5	0	0	0	0	Bus236	10.200	6.322	200.8	85.0	
								Bus237	34.853	21.601	686.2	85.0	
								Bus238	10.200	6.322	200.8	85.0	
								PS2-B(480)	0.432	0.272	8.5	84.6	
								Bus216	-62.912	-38.995	1238.7	85.0	
								PS2-A	7.226	4.479	142.3	85.0	
PS2-B(208)	0.208	0.203	-5.0	0	0	0.123	0.076	PS2-B(480)	-0.123	-0.076	412.5	85.0	
PS2-B(480)	0.480	0.472	-4.6	0	0	0.306	0.181	PS2-B	-0.429	-0.259	613.8	85.6	
								PS2-B(208)	0.124	0.078	178.7	84.6	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 12
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT
UPS / 3-Phase, 1-Phase Systems

<u>Bus/Panel/Phase Adapter</u>				<u>Voltage</u>			<u>Load*</u>		<u>Load Flow</u>							<u>XFMR</u>		
ID	kV	Phase	Type	Phase	% Mag	Ang.	kW	kvar	CKT	ID	Phase	kW	kvar	Amp	%PF	% Tap		
Bus261	0.208	3	Bus	AN	100.00	0.0	0	0	UPS1-1		AN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				BN	100.00	-120.0	0	0			BN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				CN	100.00	120.0	0	0			CN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
												2SW1	AN	39.7	24.6		388.6	85.0
													BN	39.7	24.6		388.6	85.0
													CN	39.7	24.6		388.6	85.0
Bus277	0.208	3	Bus	AN	100.00	0.0	39.7	24.6	2SW1		AN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				BN	100.00	-120.0	39.7	24.6			BN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				CN	100.00	120.0	39.7	24.6			CN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
Bus293	0.208	3	Bus	AN	100.00	0.0	0	0	UPS1-2		AN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				BN	100.00	-120.0	0	0			BN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				CN	100.00	120.0	0	0			CN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
												2SW6	AN	39.7	24.6		388.6	85.0
													BN	39.7	24.6		388.6	85.0
													CN	39.7	24.6		388.6	85.0
Bus292	0.208	3	Bus	AN	100.00	0.0	39.7	24.6	2SW6		AN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				BN	100.00	-120.0	39.7	24.6			BN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				CN	100.00	120.0	39.7	24.6			CN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
Bus291	0.208	3	Bus	AN	100.00	0.0	0	0	UPS2-2		AN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				BN	100.00	-120.0	0	0			BN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				CN	100.00	120.0	0	0			CN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
												2SW5	AN	39.7	24.6		388.6	85.0
													BN	39.7	24.6		388.6	85.0
													CN	39.7	24.6		388.6	85.0
Bus290	0.208	3	Bus	AN	100.00	0.0	39.7	24.6	2SW5		AN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				BN	100.00	-120.0	39.7	24.6			BN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			
				CN	100.00	120.0	39.7	24.6			CN	-39.7	-24.6	388.6	85.0			

Type: P=Panel, PA=Phase Adapter

* For panel it indicates internal loads and directly connected loads. Connected panel loads are not included.
 For bus it indicates directly connected loads. Connected panel loads are not included.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 13
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
B-CS1-1	34.500		24.395	15.119	10.448	6.475	0	0	0	0	40.991	85.0	686.2	
B-CS2-1	34.500		24.395	15.119	10.448	6.475	0	0	0	0	40.991	85.0	686.2	
Bus216	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	74.017	85.0	1238.7	
Bus218	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	74.017	85.0	1238.7	
Bus236	34.500		7.140	4.425	3.059	1.896	0	0	0	0	11.998	85.0	200.8	
Bus237	34.500		24.395	15.119	10.448	6.475	0	0	0	0	40.991	85.0	686.2	
Bus238	34.500		7.140	4.425	3.059	1.896	0	0	0	0	11.998	85.0	200.8	
Bus244	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	78.606	72.5	397.5	
Bus245	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	122.454	69.7	619.2	
Bus246	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	122.945	70.0	621.6	
Bus247	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	66.978	86.9	338.7	
Bus248	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	104.974	81.9	530.8	
Bus251	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	58.206	99.9	973.4	
Bus252	34.500		33.320	20.650	14.293	8.858	0	0	0	0	56.015	85.0	937.0	
Bus254	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	78.919	71.8	1319.7	
Bus256	34.500		26.775	16.594	11.486	7.119	0	0	0	0	45.013	85.0	752.9	
Bus257	34.500		11.900	7.375	5.104	3.163	0	0	0	0	20.005	85.0	334.6	
Bus262	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	75.006	75.8	1254.3	
Bus268	34.500		20.825	12.906	8.933	5.536	0	0	0	0	35.010	85.0	585.6	
Bus269	34.500		26.775	16.594	11.486	7.119	0	0	0	0	45.013	85.0	752.9	
Bus272	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	83.192	68.3	420.7	
Bus274	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	58.472	99.6	295.7	
Bus276	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	78.601	72.5	397.5	
Bus282	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	76.850	82.0	387.9	
Bus283	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	76.850	82.0	387.9	
BusA2	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	76.854	82.0	387.9	
BusB2	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	76.854	82.0	387.9	
BusC2	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	76.854	82.0	387.9	
BusD2	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	38.427	82.0	193.9	
BusE2	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	76.854	82.0	387.9	
Jose 115	115.000		0	0	0	0	0	0	0	0	365.963	81.5	1837.3	
PS1-A	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	85.150	76.4	1423.9	
PS1-A(208)	0.208		0.087	0.054	0.036	0.022	0	0	0	0	0.145	85.0	412.3	
PS1-A(480)	0.480		0.262	0.154	0.044	0.028	0	0	0	0	0.502	85.6	613.5	
PS1-B	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	132.278	86.7	2212.0	
PS1-B(208)	0.208		0.087	0.054	0.036	0.022	0	0	0	0	0.145	85.0	411.5	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 14
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
PS1-B(480)	0.480		0.129	0.080	0.045	0.028	0	0	0	0	0.352	84.8	427.6	
PS1-C	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	75.006	75.8	1254.3	
PS2-A	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	82.519	85.0	1381.0	
PS2-A(208)	0.208		0.087	0.054	0.036	0.022	0	0	0	0	0.145	85.0	412.5	
PS2-A(480)	0.480		0.262	0.154	0.044	0.027	0	0	0	0	0.502	85.6	613.8	
PS2-B	34.500		0	0	0	0	0	0	0	0	74.017	85.0	1238.7	
PS2-B(208)	0.208		0.087	0.054	0.036	0.022	0	0	0	0	0.145	85.0	412.5	
PS2-B(480)	0.480		0.262	0.154	0.044	0.027	0	0	0	0	0.502	85.6	613.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (% of the Continuous Ampere rating).

Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (% of the Continuous Ampere rating).

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 15
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable73	Cable	2375.00	200.84	8.46					
Cable74	Cable	2375.00	686.22	28.89					
Cable75	Cable	2375.00	200.84	8.46					
Cable83	Cable	2375.00	752.92	31.70					
Cable84	Cable	2375.00	334.64	14.09					
Cable93	Cable	2375.00	585.61	24.66					
Cable94	Cable	2375.00	752.92	31.70					
Cable97	Cable	2375.00	936.98	39.45					
COLORO SODA 1-1.	Cable	2375.00	686.22	28.89					
COLORO SODA 2-1.	Cable	2375.00	686.22	28.89					
SACA1-1	Transformer				1.000	0.510	51.0	0.502	50.2
SACA1-2	Transformer				1.000	0.510	51.0	0.502	50.2
SACA2-1	Transformer				1.000	0.356	35.6	0.352	35.2
SACA2-2	Transformer				1.000	0.510	51.0	0.502	50.2
SACA3-1	Transformer				0.500	0.146	29.2	0.145	29.0
SACA3-2	Transformer				0.500	0.146	29.2	0.145	28.9
SACA4-1	Transformer				0.500	0.147	29.3	0.145	29.0
SACA4-2	Transformer				0.500	0.146	29.2	0.145	28.9
T1-1	Transformer				150.000	83.192	55.5	78.919	52.6
T1-2	Transformer				150.000	76.850	51.2	74.017	49.3
T2-1	Transformer				150.000	58.472	39.0	58.206	38.8
T2-2	Transformer				150.000	76.850	51.2	74.017	49.3
T3-1	Transformer				150.000	78.601	52.4	75.006	50.0

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 16
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
CLORO SODA 1-1.	-34.843	-21.594	34.853	21.601	10.5	7.2	100.0	100.0	0.03
CLORO SODA 2-1.	-34.843	-21.594	34.853	21.601	10.5	7.2	100.0	100.0	0.03
T2-2	-62.912	-38.995	63.030	43.968	118.4	4972.6	100.0	99.5	0.52
T1-2	-62.912	-38.995	63.030	43.968	118.4	4972.6	100.0	99.5	0.52
Cable73	-10.199	-6.321	10.200	6.322	1.8	1.2	100.0	100.0	0.02
Cable74	-34.843	-21.594	34.853	21.601	10.5	7.2	100.0	100.0	0.03
Cable75	-10.199	-6.321	10.200	6.322	1.8	1.2	100.0	100.0	0.02
Cable80	56.978	54.152	-56.977	-54.146	0.8	6.2	99.3	99.3	0.01
Cable82	56.809	60.782	-56.808	-60.775	0.9	7.0	99.3	99.3	0.01
Line8	-86.003	-60.192	86.109	61.340	106.6	1148.8	99.3	100.0	0.71
Cable81	58.219	5.449	-58.218	-5.445	0.4	3.5	99.3	99.3	0.00
Line7	-86.003	-60.192	86.109	61.340	106.6	1148.8	99.3	100.0	0.71
T2-1	-58.149	-2.556	58.218	5.445	68.8	2889.3	100.1	99.3	0.78
Cable97	-47.613	-29.508	47.626	29.517	13.0	9.0	100.0	100.1	0.03
T1-1	-56.669	-54.926	56.808	60.775	139.3	5849.2	100.1	99.3	0.79
Cable83	-38.261	-23.712	38.270	23.718	8.4	5.8	100.0	100.1	0.02
Cable84	-17.004	-10.538	17.009	10.542	5.0	3.4	100.0	100.1	0.03
T3-1	-56.853	-48.924	56.977	54.146	124.3	5221.5	100.1	99.3	0.79
Cable93	-29.758	-18.442	29.766	18.448	7.6	5.2	100.0	100.1	0.03
Cable94	-38.261	-23.712	38.270	23.718	8.4	5.8	100.0	100.1	0.02
Cable100	-63.030	-43.968	63.031	43.974	0.7	5.9	99.5	99.5	0.01
Cable101	-63.030	-43.968	63.031	43.974	0.7	5.9	99.5	99.5	0.01
PS2-1	-63.031	-43.974	63.089	44.594	57.6	620.7	99.5	100.0	0.52
PS2-2	-63.031	-43.974	63.089	44.594	57.6	620.7	99.5	100.0	0.52
SACA1-1	0.432	0.272	-0.430	-0.259	2.2	12.8	100.1	98.4	1.69
SACA3-1	-0.123	-0.076	0.124	0.078	0.5	1.7	97.5	98.4	0.91
SACA4-1	-0.123	-0.077	0.124	0.078	0.5	1.7	98.0	98.9	0.91
SACA2-1	-0.298	-0.186	0.299	0.192	1.1	6.2	98.9	100.1	1.19
SACA1-2	0.432	0.272	-0.429	-0.259	2.2	12.8	100.0	98.3	1.69
SACA3-2	-0.123	-0.076	0.124	0.078	0.5	1.7	97.4	98.3	0.91
SACA2-2	0.432	0.272	-0.429	-0.259	2.2	12.8	100.0	98.3	1.69
SACA4-2	-0.123	-0.076	0.124	0.078	0.5	1.7	97.4	98.3	0.91
					988.5	27577.4			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 17
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Alert Summary Report

% Alert Settings

<u>Loading</u>	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Marginal Report

<u>ID</u>	<u>Device Type</u>	<u>Rating</u>	<u>Unit</u>	<u>Calculated</u>	<u>%Mag.</u>	<u>Condition</u>
PS1-A(208)	Bus	0.208	kV	0.203	97.5	UnderVoltage
PS1-B(208)	Bus	0.208	kV	0.204	98.0	UnderVoltage
PS2-A(208)	Bus	0.208	kV	0.203	97.4	UnderVoltage
PS2-B(208)	Bus	0.208	kV	0.203	97.4	UnderVoltage

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: LF

Page: 18
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	298.396	211.870	365.963	81.54 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	298.396	211.870	365.963	81.54 Lagging
Total Motor Load:	208.324	129.083	245.074	85.00 Lagging
Total Static Load:	89.084	55.209		
Apparent Losses:	0.988	27.577		
System Mismatch:	0.000	0.000		

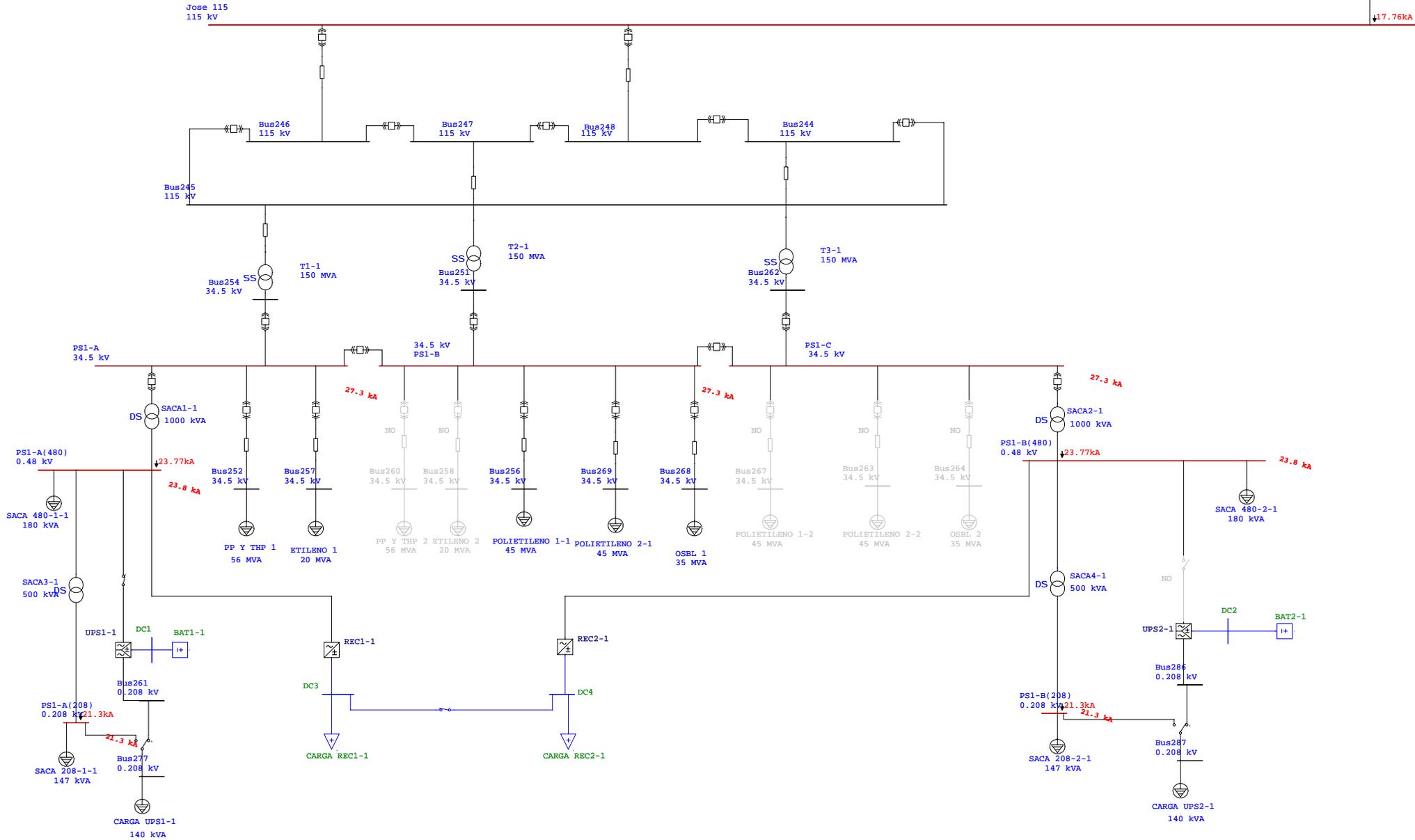
Number of Iterations: 3

ANEXO N° 10

RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

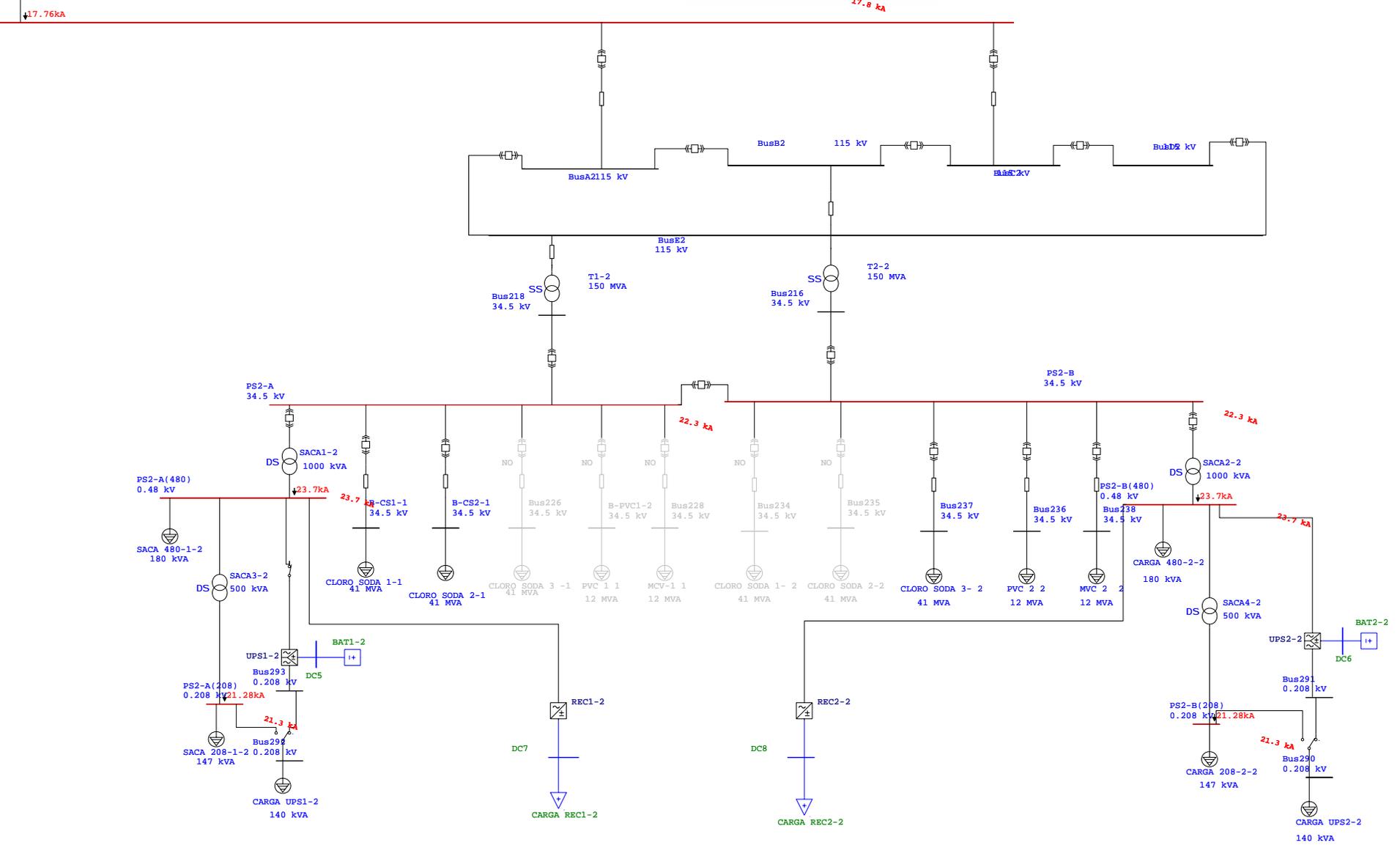
S/E PEQUIVEN SUR I
 CORTO CIRCUITO 3F-30 CICLOS
 (SIN R EN LOS TP)

S/E Jose



S/E PEQUIVEN SUR II

CORTO CIRCUITO 3F-30 CICLOS
(SIN R EN LOS TP)



Project: **ETAP**
 Location: **5.0.3Z**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

Page: **1**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: SC

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard
3-Phase Fault Currents
30-Cycle Network

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	43	44

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	13	0	0	19	0	18	50

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines:	0	1	0	0	18	19

System Frequency: 60 Hz

Unit System: English

Project Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

Output Filename: C:\Documents and Settings\flarez.BUCROS\Escritorio\Se SUR I y II\Simulaciones ETAP\Untitled.SA3

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 2
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply</u> <u>Adjustments</u>	<u>Individual</u> <u>/Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply</u> <u>Adjustments</u>	<u>Individual</u> <u>/Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 3
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Input Data

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
B-CS1-1	Load	34.500	34.500	1	99.97	-3.46
B-CS2-1	Load	34.500	34.500	1	99.97	-3.46
Bus216	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
Bus218	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
Bus236	Load	34.500	34.500	1	99.98	-3.46
Bus237	Load	34.500	34.500	1	99.97	-3.46
Bus238	Load	34.500	34.500	1	99.98	-3.46
Bus244	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus245	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus246	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus247	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus248	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus251	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
Bus252	Load	34.500	34.500	1	100.04	-3.31
Bus254	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
Bus256	Load	34.500	34.500	1	100.05	-3.31
Bus257	Load	34.500	34.500	1	100.04	-3.31
Bus262	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
Bus268	Load	34.500	34.500	1	100.05	-3.31
Bus269	Load	34.500	34.500	1	100.05	-3.31
Bus272	Load	115.000	115.000	1	99.28	-0.48
Bus274	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus276	Load	115.000	115.000	1	99.28	-0.48
Bus282	Load	115.000	115.000	1	99.47	-0.36
Bus283	Load	115.000	115.000	1	99.47	-0.36
BusA2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusB2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusC2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusD2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusE2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
Jose 115	SWNG	115.000	115.000	1	100.00	0.00
PS1-A	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
PS1-A(208)	Load	0.208	0.208	1	97.47	-4.86
PS1-A(480)	Load	0.480	0.480	1	98.38	-4.41
PS1-B	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 4
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
PS1-B(208)	Load	0.208	0.208	1	97.97	-4.51
PS1-B(480)	Load	0.480	0.480	1	98.88	-4.07
PS1-C	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
PS2-A	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
PS2-A(208)	Load	0.208	0.208	1	97.40	-5.02
PS2-A(480)	Load	0.480	0.480	1	98.31	-4.57
PS2-B	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
PS2-B(208)	Load	0.208	0.208	1	97.40	-5.02
PS2-B(480)	Load	0.480	0.480	1	98.31	-4.57

44 Buses Total

All voltages reported by PowerStation are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by PowerStation.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable Input Data

Line/Cable	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (ft)	% Tol.					
Cable73	0.6NALN3	500	328.1	0	1	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable74	0.6NALN3	500	328.1	0	2	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable75	0.6NALN3	500	328.1	0	1	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable80	115NCUS1	1000	91.9	0	1	75	0.01770	0.14326	0.0000000
Cable81	115NCUS1	1000	91.9	0	1	75	0.01770	0.14326	0.0000000
Cable82	115NCUS1	1000	91.9	0	1	75	0.01770	0.14326	0.0000000
Cable83	0.6NALN3	500	328.1	0	3	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable84	0.6NALN3	500	328.1	0	1	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable93	0.6NALN3	500	328.1	0	2	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable94	0.6NALN3	500	328.1	0	3	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable97	0.6NALN3	500	328.1	0	3	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Cable100	115NCUS1	1000	91.9	0	1	75	0.01770	0.14326	0.0000000
Cable101	115NCUS1	1000	91.9	0	1	75	0.01770	0.14326	0.0000000
CLORO SODA 1-1.	0.6NALN3	500	328.1	0	2	75	0.04526	0.03110	0.0000000
CLORO SODA 2-1.	0.6NALN3	500	328.1	0	2	75	0.04526	0.03110	0.0000000
Line7			14071.5	0	1	75	0.00896	0.09659	0.0000000
Line8			14071.5	0	1	75	0.00896	0.09659	0.0000000
PS2-1			14238.9	0	2	75	0.00896	0.09659	0.0000000
PS2-2			14238.9	0	2	75	0.00896	0.09659	0.0000000

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
SACA1-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA1-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA2-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA2-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA3-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA3-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA4-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
SACA4-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	0.0
T1-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T1-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T3-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
SACA1-1	2W XFMR	PS1-A	PS1-A(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA1-2	2W XFMR	PS2-A	PS2-A(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA2-1	2W XFMR	PS1-C	PS1-B(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA2-2	2W XFMR	PS2-B	PS2-B(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA3-1	2W XFMR	PS1-A(480)	PS1-A(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA3-2	2W XFMR	PS2-A(480)	PS2-A(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA4-1	2W XFMR	PS1-B(480)	PS1-B(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA4-2	2W XFMR	PS2-B(480)	PS2-B(208)	246.32	761.13	800.00	
T1-1	2W XFMR	Bus272	Bus254	0.20	8.33	8.33	
T1-2	2W XFMR	Bus283	Bus218	0.20	8.33	8.33	
T2-1	2W XFMR	Bus274	Bus251	0.20	8.33	8.33	
T2-2	2W XFMR	Bus282	Bus216	0.20	8.33	8.33	
T3-1	2W XFMR	Bus276	Bus262	0.20	8.33	8.33	
Cable73	Cable	PS2-B	Bus236	0.12	0.09	0.15	
Cable74	Cable	PS2-B	Bus237	0.06	0.04	0.08	
Cable75	Cable	PS2-B	Bus238	0.12	0.09	0.15	
Cable80	Cable	Bus244	Bus276	0.00	0.01	0.01	
Cable81	Cable	Bus247	Bus274	0.00	0.01	0.01	
Cable82	Cable	Bus245	Bus272	0.00	0.01	0.01	
Cable83	Cable	PS1-B	Bus256	0.04	0.03	0.05	
Cable84	Cable	PS1-A	Bus257	0.12	0.09	0.15	
Cable93	Cable	PS1-B	Bus268	0.06	0.04	0.08	
Cable94	Cable	PS1-B	Bus269	0.04	0.03	0.05	
Cable97	Cable	PS1-A	Bus252	0.04	0.03	0.05	
Cable100	Cable	BusB2	Bus282	0.00	0.01	0.01	
Cable101	Cable	BusE2	Bus283	0.00	0.01	0.01	
CLORO SODA 1-1.	Cable	PS2-A	B-CS1-1	0.06	0.04	0.08	
CLORO SODA 2-1.	Cable	PS2-A	B-CS2-1	0.06	0.04	0.08	
Line7	Line	Jose 115	Bus248	0.10	1.03	1.03	
Line8	Line	Jose 115	Bus246	0.10	1.03	1.03	
PS2-1	Line	Jose 115	BusA2	0.10	1.04	1.04	
PS2-2	Line	Jose 115	BusC2	0.10	1.04	1.04	
A1	Tie Breaker	Bus246	Bus245				
A2	Tie Breaker	BusA2	BusE2				
B1	Tie Breaker	Bus247	Bus246				
B2	Tie Breaker	BusB2	BusA2				
C1	Tie Breaker	Bus248	Bus247				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **8**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
C2	Tie Breaker	BusC2	BusB2				
D1	Tie Breaker	Bus244	Bus248				
D2	Tie Breaker	BusD2	BusC2				
E1	Tie Breaker	Bus245	Bus244				
E2	Tie Breaker	BusE2	BusD2				
F1	Tie Breaker	Bus254	PS1-A				
F2	Tie Breaker	Bus218	PS2-A				
G1	Tie Breaker	Bus251	PS1-B				
G2	Tie Breaker	Bus216	PS2-B				
H1	Tie Breaker	Bus262	PS1-C				
I1	Tie Breaker	PS1-B	PS1-A				
I2	Tie Breaker	PS2-B	PS2-A				
J1	Tie Breaker	PS1-C	PS1-B				

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **9**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Impedance 100 MVA Base		
		ID	ID	MVASC	kV	X/R
S/E Jose	Jose 115	3538.000	115.000	14.40	0.19581	2.81966

Total Connected Power Grids (= 1): 3538.000 MVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **10**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **Jose 115**

Prefault Voltage = 115.000 = 100.00 % of nominal bus kV (115.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (115.000 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
Jose 115	Total	0.00	1.231	-17.720	14.4	17.762
Bus248	Jose 115	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus246	Jose 115	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
BusA2	Jose 115	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
BusC2	Jose 115	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
S/E Jose	Jose 115	100.00	1.231	-17.720	14.4	17.762

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **11**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS1-A**

Prefault Voltage = 34.500 = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS1-A	Total	0.00	1.384	-27.302	19.7	27.337
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus276	Bus262	45.38	0.461	-9.101	19.7	9.112
Bus274	Bus251	45.38	0.461	-9.101	19.7	9.112
Bus272	Bus254	45.38	0.461	-9.101	19.7	9.112

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 12
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS1-A(208)**

Prefault Voltage = 0.208 = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS1-A(208)	Total	0.00	5.424	-20.602	3.8	21.304
PS1-A(480)	PS1-A(208)	61.40	5.424	-20.602	3.8	21.304

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **13**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS1-A(480)**

Prefault Voltage = 0.480 = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS1-A(480)	Total	0.00	4.011	-23.426	5.8	23.767
PS1-A	PS1-A(480)	98.80	4.011	-23.426	5.8	23.767
PS1-A(208)	PS1-A(480)	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **14**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS1-B**

Prefault Voltage = 34.500 = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS1-B	Total	0.00	1.384	-27.302	19.7	27.337
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus276	Bus262	45.38	0.461	-9.101	19.7	9.112
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus272	Bus254	45.38	0.461	-9.101	19.7	9.112
Bus274	Bus251	45.38	0.461	-9.101	19.7	9.112

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **15**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS1-B(208)**

Prefault Voltage = 0.208 = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS1-B(208)	Total	0.00	5.424	-20.602	3.8	21.304
PS1-B(480)	PS1-B(208)	61.40	5.424	-20.602	3.8	21.304

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **16**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS1-B(480)**

Prefault Voltage = 0.480 = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS1-B(480)	Total	0.00	4.011	-23.426	5.8	23.767
PS1-C	PS1-B(480)	98.80	4.011	-23.426	5.8	23.767
PS1-B(208)	PS1-B(480)	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **18**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS2-A**

Prefault Voltage = 34.500 = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		30-Cycle					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude	
PS2-A	Total	0.00	1.018	-22.236	21.8	22.260	
B-CS1-1	PS2-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
B-CS2-1	PS2-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
PS2-A(480)	PS2-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus236	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus237	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus238	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
PS2-B(480)	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus282	Bus216	55.42	0.509	-11.118	21.8	11.130	
Bus283	Bus218	55.42	0.509	-11.118	21.8	11.130	

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **19**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS2-A(208)**

Prefault Voltage = 0.208 = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS2-A(208)	Total	0.00	5.414	-20.582	3.8	21.282
PS2-A(480)	PS2-A(208)	61.34	5.414	-20.582	3.8	21.282

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **20**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS2-A(480)**

Prefault Voltage = 0.480 = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS2-A(480)	Total	0.00	3.991	-23.364	5.9	23.703
PS2-A	PS2-A(480)	98.53	3.991	-23.364	5.9	23.703
PS2-A(208)	PS2-A(480)	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: **21**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS2-B**

Prefault Voltage = 34.500 = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		30-Cycle					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude	
PS2-B	Total	0.00	1.018	-22.236	21.8	22.260	
Bus236	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus237	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus238	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
PS2-B(480)	PS2-B	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
B-CS1-1	PS2-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
B-CS2-1	PS2-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
PS2-A(480)	PS2-A	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	
Bus283	Bus218	55.42	0.509	-11.118	21.8	11.130	
Bus282	Bus216	55.42	0.509	-11.118	21.8	11.130	

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 22
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS2-B(208)**

Prefault Voltage = 0.208 = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS2-B(208)	Total	0.00	5.414	-20.582	3.8	21.282
PS2-B(480)	PS2-B(208)	61.34	5.414	-20.582	3.8	21.282

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 23
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: **PS2-B(480)**

Prefault Voltage = 0.480 = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA rms Sym. Magnitude
PS2-B(480)	Total	0.00	3.991	-23.364	5.9	23.703
PS2-B	PS2-B(480)	98.53	3.991	-23.364	5.9	23.703
PS2-B(208)	PS2-B(480)	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 24
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

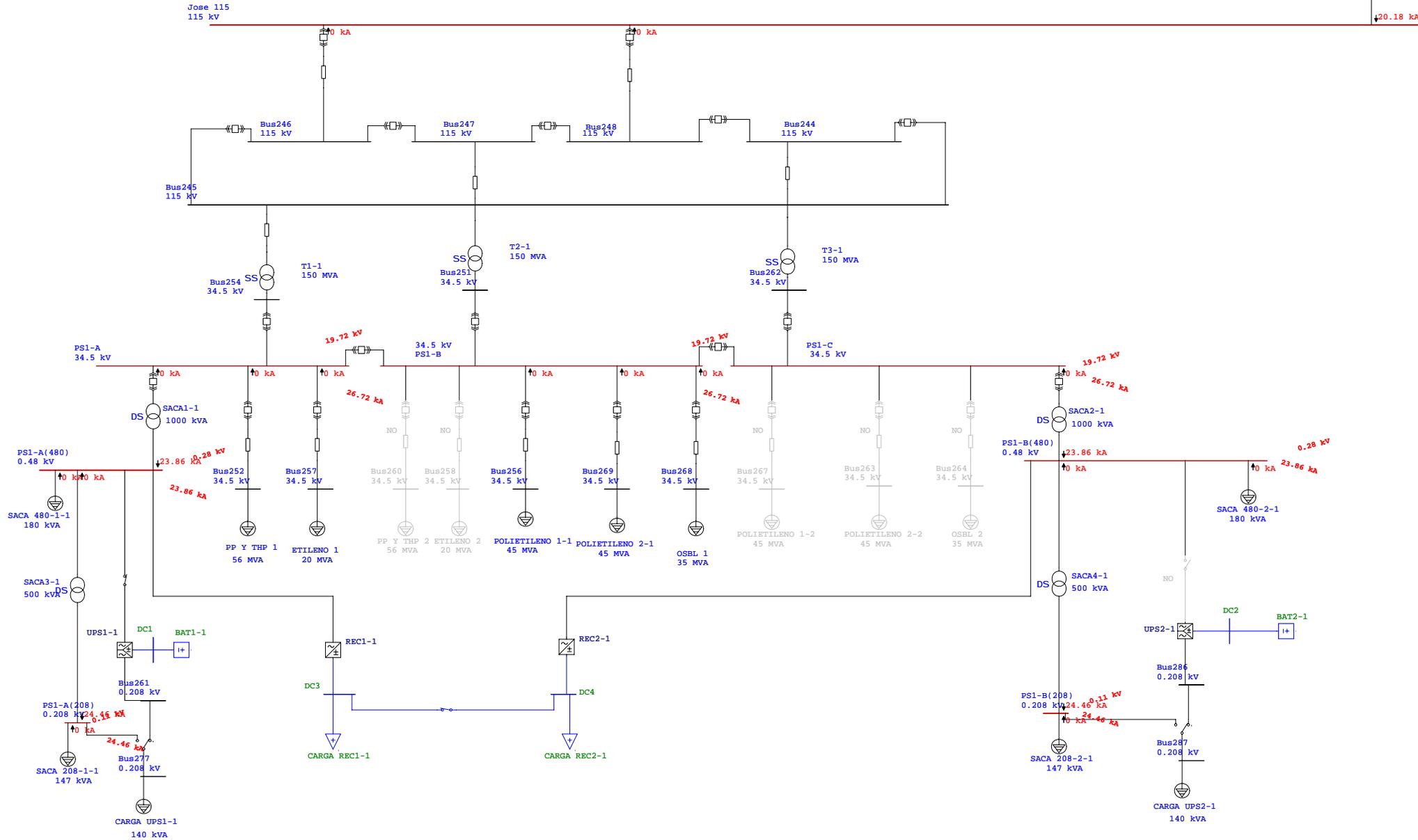
30-Cycle Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100.00 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		3-Phase 30-Cycle
ID	kV	Symmetrical kA
Jose 115	115.000	17.762
PS1-A	34.500	27.337
PS1-A(208)	0.208	21.304
PS1-A(480)	0.480	23.767
PS1-B	34.500	27.337
PS1-B(208)	0.208	21.304
PS1-B(480)	0.480	23.767
PS1-C	34.500	27.337
PS2-A	34.500	22.260
PS2-A(208)	0.208	21.282
PS2-A(480)	0.480	23.703
PS2-B	34.500	22.260
PS2-B(208)	0.208	21.282
PS2-B(480)	0.480	23.703

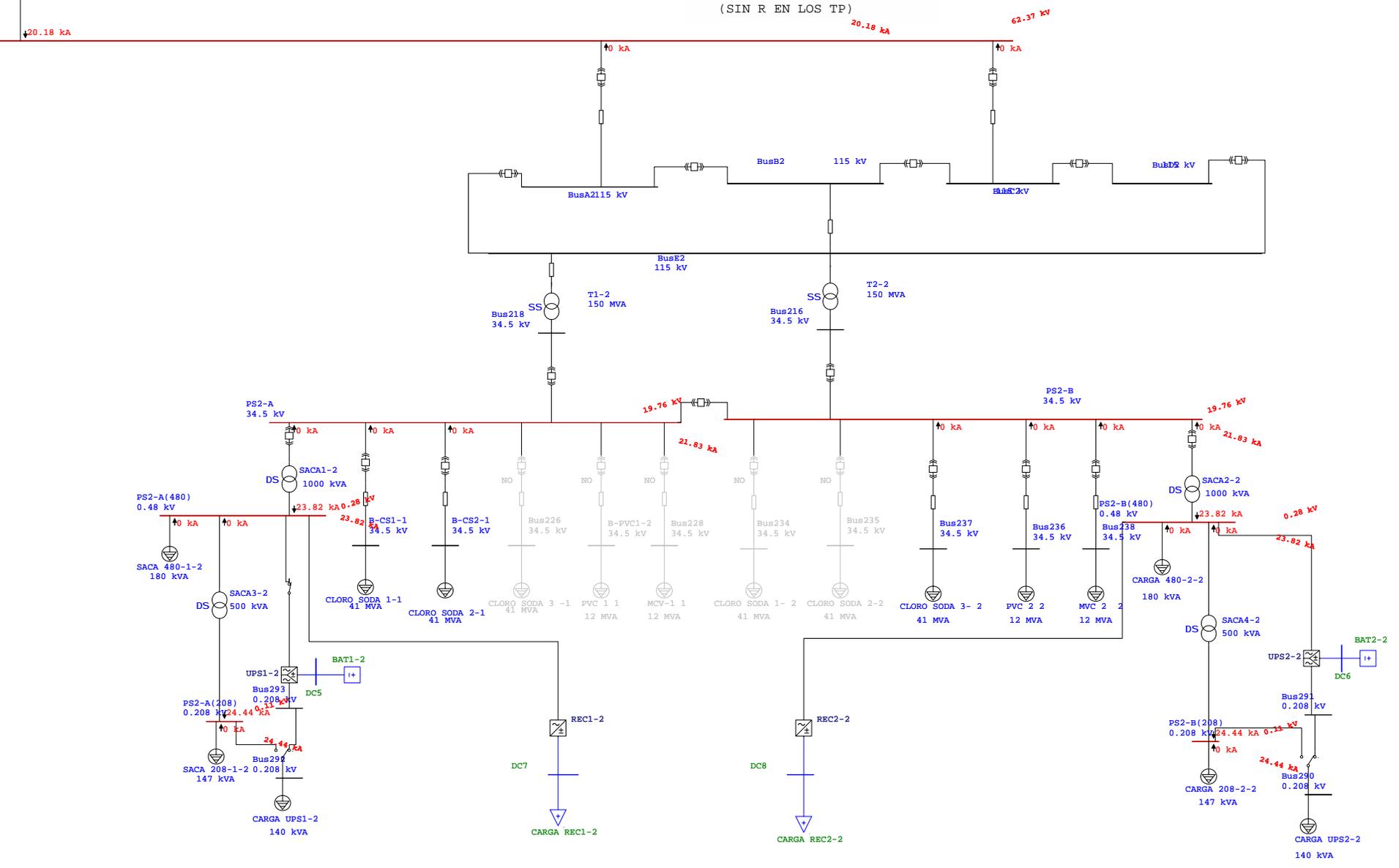
S/E PEQUIVEN SUR I
 CORTO CIRCUITO 1F-30 CICLOS
 (SIN R EN LOS TP)

S/E Jose



S/E PEQUIVEN SUR II

CORTO CIRCUITO 1F-30 CICLOS
(SIN R EN LOS TP)



Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **1**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

**ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
30-Cycle Network**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	43	44

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	13	0	0	19	0	18	50

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines:	0	1	0	0	18	19

System Frequency: 60 Hz

Unit System: English

Project Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

Output Filename: C:\Documents and Settings\flarez.BUCROS\Escritorio\Se SUR I y II\Simulaciones ETAP\Untitled.SA2

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **2**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 3
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Input Data

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.
B-CS1-1	Load	34.500	34.500	1	99.97	-3.46
B-CS2-1	Load	34.500	34.500	1	99.97	-3.46
Bus216	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
Bus218	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
Bus236	Load	34.500	34.500	1	99.98	-3.46
Bus237	Load	34.500	34.500	1	99.97	-3.46
Bus238	Load	34.500	34.500	1	99.98	-3.46
Bus244	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus245	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus246	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus247	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus248	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus251	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
Bus252	Load	34.500	34.500	1	100.04	-3.31
Bus254	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
Bus256	Load	34.500	34.500	1	100.05	-3.31
Bus257	Load	34.500	34.500	1	100.04	-3.31
Bus262	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
Bus268	Load	34.500	34.500	1	100.05	-3.31
Bus269	Load	34.500	34.500	1	100.05	-3.31
Bus272	Load	115.000	115.000	1	99.28	-0.48
Bus274	Load	115.000	115.000	1	99.29	-0.48
Bus276	Load	115.000	115.000	1	99.28	-0.48
Bus282	Load	115.000	115.000	1	99.47	-0.36
Bus283	Load	115.000	115.000	1	99.47	-0.36
BusA2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusB2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusC2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusD2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
BusE2	Load	115.000	115.000	1	99.48	-0.35
Jose 115	SWNG	115.000	115.000	1	100.00	0.00
PS1-A	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
PS1-A(208)	Load	0.208	0.208	1	97.47	-60.00
PS1-A(480)	Load	0.480	0.480	1	98.38	-30.00
PS1-B	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **4**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
PS1-B(208)	Load	0.208	0.208	1	97.97	-60.00
PS1-B(480)	Load	0.480	0.480	1	98.88	-30.00
PS1-C	Load	34.500	34.500	1	100.07	-3.31
PS2-A	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
PS2-A(208)	Load	0.208	0.208	1	97.40	-60.00
PS2-A(480)	Load	0.480	0.480	1	98.31	-30.00
PS2-B	Load	34.500	34.500	1	100.00	-3.46
PS2-B(208)	Load	0.208	0.208	1	97.40	-60.00
PS2-B(480)	Load	0.480	0.480	1	98.31	-30.00

44 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens per 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
			Adj. (ft)	% Tol.								
Cable73	0.6NALN3	500	328.1	0.00	1	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable74	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable75	0.6NALN3	500	328.1	0.00	1	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable80	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable81	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable82	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable83	0.6NALN3	500	328.1	0.00	3	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable84	0.6NALN3	500	328.1	0.00	1	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable93	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable94	0.6NALN3	500	328.1	0.00	3	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable97	0.6NALN3	500	328.1	0.00	3	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable100	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable101	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
CLORO SODA 1-1.	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
CLORO SODA 2-1.	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Line7			14071.5	0.00	1	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	
Line8			14071.5	0.00	1	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	
PS2-1			14238.9	0.00	2	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	
PS2-2			14238.9	0.00	2	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
SACA1-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA1-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA2-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA2-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA3-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA3-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA4-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA4-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
T1-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T1-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T3-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer ID	Rating			Conn. Type	Primary			Secondary			
	MVA	Prim. kV	Sec. kV		Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp
SACA1-1	1.000	34.500	0.480	D/Y				Solid			
SACA1-2	1.000	34.500	0.480	D/Y				Solid			
SACA2-1	1.000	34.500	0.480	D/Y				Solid			
SACA2-2	1.000	34.500	0.480	D/Y				Solid			
SACA3-1	0.500	0.480	0.208	D/Y				Solid			
SACA3-2	0.500	0.480	0.208	D/Y				Solid			
SACA4-1	0.500	0.480	0.208	D/Y				Solid			
SACA4-2	0.500	0.480	0.208	D/Y				Solid			
T1-1	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid			Solid			
T1-2	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid			Solid			
T2-1	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid			Solid			
T2-2	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid			Solid			
T3-1	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid			Solid			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
SACA1-1	2W XFMR	PS1-A	PS1-A(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA1-2	2W XFMR	PS2-A	PS2-A(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA2-1	2W XFMR	PS1-C	PS1-B(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA2-2	2W XFMR	PS2-B	PS2-B(480)	85.10	492.71	500.00	
SACA3-1	2W XFMR	PS1-A(480)	PS1-A(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA3-2	2W XFMR	PS2-A(480)	PS2-A(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA4-1	2W XFMR	PS1-B(480)	PS1-B(208)	246.32	761.13	800.00	
SACA4-2	2W XFMR	PS2-B(480)	PS2-B(208)	246.32	761.13	800.00	
T1-1	2W XFMR	Bus272	Bus254	0.20	8.33	8.33	
T1-2	2W XFMR	Bus283	Bus218	0.20	8.33	8.33	
T2-1	2W XFMR	Bus274	Bus251	0.20	8.33	8.33	
T2-2	2W XFMR	Bus282	Bus216	0.20	8.33	8.33	
T3-1	2W XFMR	Bus276	Bus262	0.20	8.33	8.33	
Cable73	Cable	PS2-B	Bus236	0.12	0.09	0.15	
Cable74	Cable	PS2-B	Bus237	0.06	0.04	0.08	
Cable75	Cable	PS2-B	Bus238	0.12	0.09	0.15	
Cable80	Cable	Bus244	Bus276	0.00	0.01	0.01	
Cable81	Cable	Bus247	Bus274	0.00	0.01	0.01	
Cable82	Cable	Bus245	Bus272	0.00	0.01	0.01	
Cable83	Cable	PS1-B	Bus256	0.04	0.03	0.05	
Cable84	Cable	PS1-A	Bus257	0.12	0.09	0.15	
Cable93	Cable	PS1-B	Bus268	0.06	0.04	0.08	
Cable94	Cable	PS1-B	Bus269	0.04	0.03	0.05	
Cable97	Cable	PS1-A	Bus252	0.04	0.03	0.05	
Cable100	Cable	BusB2	Bus282	0.00	0.01	0.01	
Cable101	Cable	BusE2	Bus283	0.00	0.01	0.01	
COLORO SODA 1-1.	Cable	PS2-A	B-CS1-1	0.06	0.04	0.08	
COLORO SODA 2-1.	Cable	PS2-A	B-CS2-1	0.06	0.04	0.08	
Line7	Line	Jose 115	Bus248	0.10	1.03	1.03	
Line8	Line	Jose 115	Bus246	0.10	1.03	1.03	
PS2-1	Line	Jose 115	BusA2	0.10	1.04	1.04	
PS2-2	Line	Jose 115	BusC2	0.10	1.04	1.04	
A1	Tie Breakr	Bus246	Bus245				
A2	Tie Breakr	BusA2	BusE2				
B1	Tie Breakr	Bus247	Bus246				
B2	Tie Breakr	BusB2	BusA2				
C1	Tie Breakr	Bus248	Bus247				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **8**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
C2	Tie Breakr	BusC2	BusB2				
D1	Tie Breakr	Bus244	Bus248				
D2	Tie Breakr	BusD2	BusC2				
E1	Tie Breakr	Bus245	Bus244				
E2	Tie Breakr	BusE2	BusD2				
F1	Tie Breakr	Bus254	PS1-A				
F2	Tie Breakr	Bus218	PS2-A				
G1	Tie Breakr	Bus251	PS1-B				
G2	Tie Breakr	Bus216	PS2-B				
H1	Tie Breakr	Bus262	PS1-C				
I1	Tie Breakr	PS1-B	PS1-A				
I2	Tie Breakr	PS2-B	PS2-A				
J1	Tie Breakr	PS1-C	PS1-B				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **9**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Power Grid Input Data

Power Grid		Connected Bus		Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
ID	ID	MVASC	kV	X/R	R	X	Type	X/R	R0	X0		
S/E Jose	Jose 115	3538.000	115.000	14.40	0.19581	2.81966	Wye - Solid	14.40	0.125430	1.80622		
Total Power Grids (= 1)		3538.000 MVA										

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 10
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Lumped Load Input Data

Lumped Load					Motor Loads									
Lumped Load ID	Rating		% Load		Loading		X/R Ratio		Imp. (Machine Base)			Grounding		
	kVA	kV	MTR	STAT	kW	kvar	X"/R	X'/R	% R	% X"	% X'	Conn.	Type	Amp.
CARGA 208-2-2	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
CARGA 480-2-2	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
COLORO SODA 1-1	41000.0	34.500	70	30	24395.0	15118.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
COLORO SODA 2-1	41000.0	34.500	70	30	24395.0	15118.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
COLORO SODA 3-2	41000.0	34.500	70	30	24395.0	15118.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
ETILENO 1	20000.0	34.500	70	30	11900.0	7375.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
MVC 2 2	12000.0	34.500	70	30	7140.0	4425.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
OSBL 1	35000.0	34.500	70	30	20825.0	12906.2	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
POLIETILENO 1-1	45000.0	34.500	70	30	26775.0	16593.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
POLIETILENO 2-1	45000.0	34.500	70	30	26775.0	16593.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
PP Y THP 1	56000.0	34.500	70	30	33320.0	20649.9	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
PVC 2 2	12000.0	34.500	70	30	7140.0	4425.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
SACA 208-1-1	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 208-1-2	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 208-2-1	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 480-1-1	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 480-1-2	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 480-2-1	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		

Total Connected Lumped Loads (= 18): 349308.0 kVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **11**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Jose 115**

Prefault voltage = 115.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (115.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (115.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Jose 115	Total	0.00	17.762	0.00	93.94	93.94	20.180	20.180	1.96E-001	2.82E+000	1.25E-001	1.81E+000
Bus248	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
Bus246	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
BusA2	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
BusC2	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
S/E Jose	Jose 115	100.00	17.762	100.00	100.00	100.00	20.180	20.180	1.96E-001	2.82E+000	1.25E-001	1.81E+000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **12**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-A**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-A	Total	0.00	27.337	0.00	99.01	103.34	26.719	26.719	3.10E-001	6.11E+000	8.16E-001	6.51E+000
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	59.66	57.17	100.00	0.000	0.000				
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	59.66	57.17	100.00	0.000	0.000				
Bus276	Bus262	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001
Bus274	Bus251	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001
Bus272	Bus254	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **13**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-A(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-A(208)	Total	0.00	21.304	0.00	92.10	94.88	24.457	24.457	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002
PS1-A(480)	PS1-A(208)	61.40	21.304	77.25	100.00	80.53	24.457	24.457*	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **14**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-A(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-A(480)	Total	0.00	23.767	0.00	99.76	99.84	23.863	23.863	8.54E+001	4.99E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS1-A	PS1-A(480)	98.80	23.767	99.36	100.00	99.44	23.863	23.863*	8.54E+001	4.99E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS1-A(208)	PS1-A(480)	0.00	0.000	57.64	57.60	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **15**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-B**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-B	Total	0.00	27.337	0.00	99.01	103.34	26.719	26.719	3.10E-001	6.11E+000	8.16E-001	6.51E+000
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	59.66	57.17	100.00	0.000	0.000				
Bus276	Bus262	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	59.66	57.17	100.00	0.000	0.000				
Bus272	Bus254	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001
Bus274	Bus251	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **16**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-B(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-B(208)	Total	0.00	21.304	0.00	92.10	94.88	24.457	24.457	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002
PS1-B(480)	PS1-B(208)	61.40	21.304	77.25	100.00	80.53	24.457	24.457*	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **17**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-B(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-B(480)	Total	0.00	23.767	0.00	99.76	99.84	23.863	23.863	8.54E+001	4.99E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS1-C	PS1-B(480)	98.80	23.767	99.36	100.00	99.44	23.863	23.863*	8.54E+001	4.99E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS1-B(208)	PS1-B(480)	0.00	0.000	57.64	57.60	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **18**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-C**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-C	Total	0.00	27.337	0.00	99.01	103.34	26.719	26.719	3.10E-001	6.11E+000	8.16E-001	6.51E+000
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	59.66	57.17	100.00	0.000	0.000				
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.00	99.01	103.34	0.000	0.000				
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	59.66	57.17	100.00	0.000	0.000				
Bus272	Bus254	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001
Bus274	Bus251	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001
Bus276	Bus262	45.38	9.112	44.35	99.01	103.34	8.906	8.906	9.30E-001	1.83E+001	2.45E+000	1.95E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **19**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-A**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-A	Total	0.00	22.260	0.00	99.19	102.80	21.831	21.831	3.44E-001	7.51E+000	8.58E-001	7.92E+000
B-CS1-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
B-CS2-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
PS2-A(480)	PS2-A	0.00	0.000	59.35	57.27	100.00	0.000	0.000				
Bus236	PS2-B	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
Bus237	PS2-B	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
Bus238	PS2-B	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
PS2-B(480)	PS2-B	0.00	0.000	59.35	57.27	100.00	0.000	0.000				
Bus282	Bus216	55.42	11.130	54.36	99.19	102.80	10.916	10.916	6.88E-001	1.50E+001	1.72E+000	1.58E+001
Bus283	Bus218	55.42	11.130	54.36	99.19	102.80	10.916	10.916	6.88E-001	1.50E+001	1.72E+000	1.58E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **20**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-A(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-A(208)	Total	0.00	21.282	0.00	92.09	94.87	24.437	24.437	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002
PS2-A(480)	PS2-A(208)	61.34	21.282	77.20	100.00	80.50	24.437	24.437*	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **21**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-A(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-A(480)	Total	0.00	23.703	0.00	99.70	99.81	23.819	23.819	8.54E+001	5.00E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS2-A	PS2-A(480)	98.53	23.703	99.21	100.00	99.32	23.819	23.819*	8.54E+001	5.00E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS2-A(208)	PS2-A(480)	0.00	0.000	57.62	57.56	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **22**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-B**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 100.00 % of base kV (34.500 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-B	Total	0.00	22.260	0.00	99.19	102.80	21.831	21.831	3.44E-001	7.51E+000	8.58E-001	7.92E+000
Bus236	PS2-B	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
Bus237	PS2-B	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
Bus238	PS2-B	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
PS2-B(480)	PS2-B	0.00	0.000	59.35	57.27	100.00	0.000	0.000				
B-CS1-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
B-CS2-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	99.19	102.80	0.000	0.000				
PS2-A(480)	PS2-A	0.00	0.000	59.35	57.27	100.00	0.000	0.000				
Bus283	Bus218	55.42	11.130	54.36	99.19	102.80	10.916	10.916	6.88E-001	1.50E+001	1.72E+000	1.58E+001
Bus282	Bus216	55.42	11.130	54.36	99.19	102.80	10.916	10.916	6.88E-001	1.50E+001	1.72E+000	1.58E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **23**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-B(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.208 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-B(208)	Total	0.00	21.282	0.00	92.09	94.87	24.437	24.437	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002
PS2-B(480)	PS2-B(208)	61.34	21.282	77.20	100.00	80.50	24.437	24.437*	3.32E+002	1.26E+003	2.46E+002	7.61E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **24**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-B(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.480 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-B(480)	Total	0.00	23.703	0.00	99.70	99.81	23.819	23.819	8.54E+001	5.00E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS2-B	PS2-B(480)	98.53	23.703	99.21	100.00	99.32	23.819	23.819*	8.54E+001	5.00E+002	8.51E+001	4.93E+002
PS2-B(208)	PS2-B(480)	0.00	0.000	57.62	57.56	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **25**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Jose 115	115.00	1.231	-17.720	17.762	1.398	-20.132	20.180	15.346	1.066	15.383	14.537	12.717	19.314
PS1-A	34.50	1.384	-27.302	27.337	2.042	-26.641	26.719	23.644	1.199	23.674	-24.963	11.791	27.607
PS1-A(208)	0.21	5.424	-20.602	21.304	6.535	-23.568	24.457	17.842	4.698	18.450	-21.918	9.060	23.717
PS1-A(480)	0.48	4.011	-23.426	23.767	4.038	-23.519	23.863	20.288	3.474	20.583	-22.321	8.332	23.825
PS1-B	34.50	1.384	-27.302	27.337	2.042	-26.641	26.719	23.644	1.199	23.674	-24.963	11.791	27.607
PS1-B(208)	0.21	5.424	-20.602	21.304	6.535	-23.568	24.457	17.842	4.698	18.450	-21.918	9.060	23.717
PS1-B(480)	0.48	4.011	-23.426	23.767	4.038	-23.519	23.863	20.288	3.474	20.583	-22.321	8.332	23.825
PS1-C	34.50	1.384	-27.302	27.337	2.042	-26.641	26.719	23.644	1.199	23.674	-24.963	11.791	27.607
PS2-A	34.50	1.018	-22.236	22.260	1.467	-21.782	21.831	19.257	0.882	19.277	-20.197	9.782	22.441
PS2-A(208)	0.21	5.414	-20.582	21.282	6.525	-23.550	24.437	17.825	4.688	18.431	-21.897	9.063	23.699
PS2-A(480)	0.48	3.991	-23.364	23.703	4.025	-23.477	23.819	20.234	3.456	20.527	-22.264	8.339	23.774
PS2-B	34.50	1.018	-22.236	22.260	1.467	-21.782	21.831	19.257	0.882	19.277	-20.197	9.782	22.441
PS2-B(208)	0.21	5.414	-20.582	21.282	6.525	-23.550	24.437	17.825	4.688	18.431	-21.897	9.063	23.699
PS2-B(480)	0.48	3.991	-23.364	23.703	4.025	-23.477	23.819	20.234	3.456	20.527	-22.264	8.339	23.774

All fault currents are symmetrical momentary (30 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(sin R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

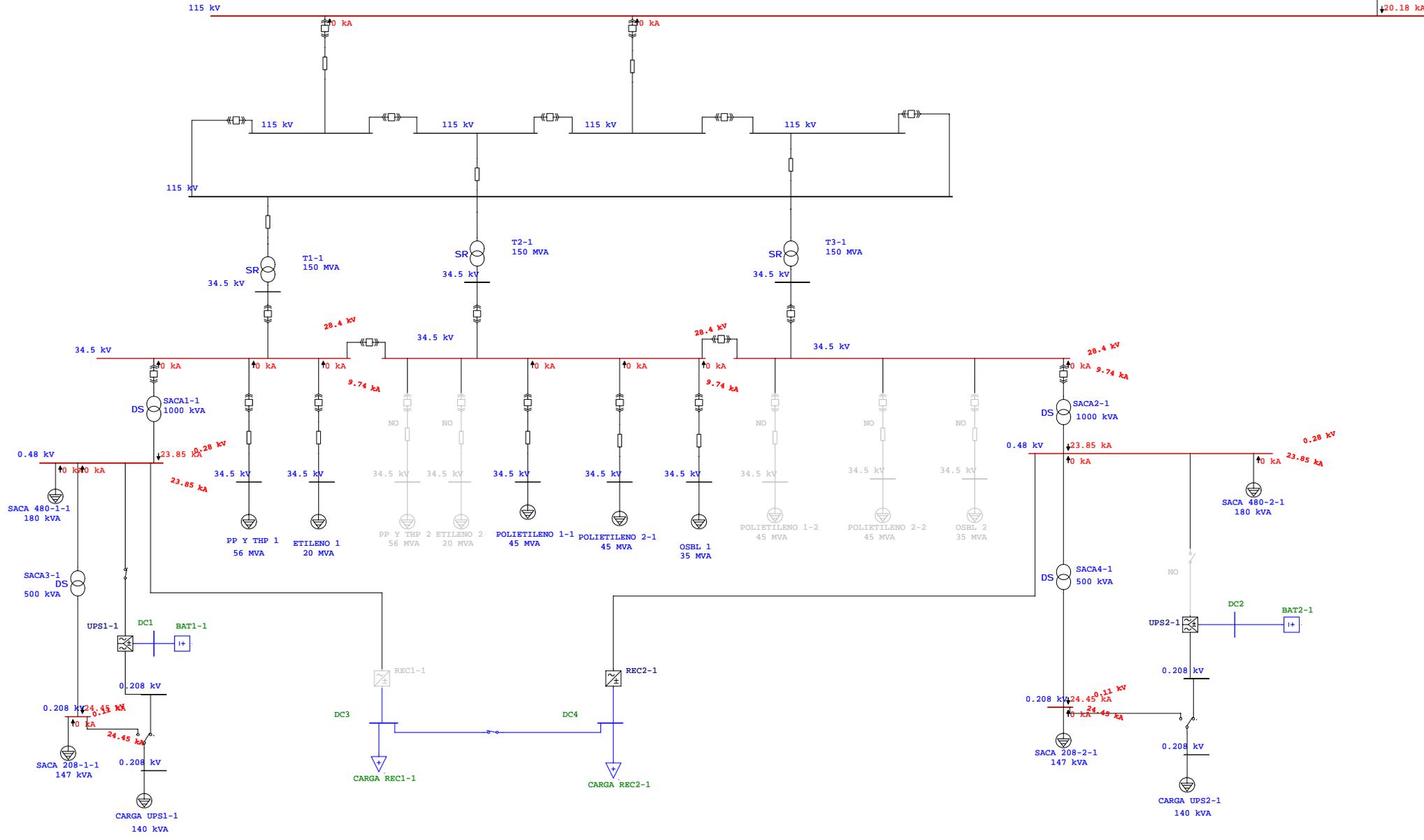
Page: **26**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Jose 115	115.000	0.25896	3.72900	3.73798	0.25896	3.72900	3.73798	0.16588	2.38873	2.39448
PS1-A	34.500	0.03690	0.72770	0.72863	0.03690	0.72770	0.72863	0.09712	0.77450	0.78057
PS1-A(208)	0.208	0.00144	0.00545	0.00564	0.00144	0.00545	0.00564	0.00107	0.00329	0.00346
PS1-A(480)	0.480	0.00197	0.01149	0.01166	0.00197	0.01149	0.01166	0.00196	0.01135	0.01152
PS1-B	34.500	0.03690	0.72770	0.72863	0.03690	0.72770	0.72863	0.09712	0.77450	0.78057
PS1-B(208)	0.208	0.00144	0.00545	0.00564	0.00144	0.00545	0.00564	0.00107	0.00329	0.00346
PS1-B(480)	0.480	0.00197	0.01149	0.01166	0.00197	0.01149	0.01166	0.00196	0.01135	0.01152
PS1-C	34.500	0.03690	0.72770	0.72863	0.03690	0.72770	0.72863	0.09712	0.77450	0.78057
PS2-A	34.500	0.04093	0.89389	0.89483	0.04093	0.89389	0.89483	0.10207	0.94323	0.94873
PS2-A(208)	0.208	0.00144	0.00546	0.00564	0.00144	0.00546	0.00564	0.00107	0.00329	0.00346
PS2-A(480)	0.480	0.00197	0.01152	0.01169	0.00197	0.01152	0.01169	0.00196	0.01135	0.01152
PS2-B	34.500	0.04093	0.89389	0.89483	0.04093	0.89389	0.89483	0.10207	0.94323	0.94873
PS2-B(208)	0.208	0.00144	0.00546	0.00564	0.00144	0.00546	0.00564	0.00107	0.00329	0.00346
PS2-B(480)	0.480	0.00197	0.01152	0.01169	0.00197	0.01152	0.01169	0.00196	0.01135	0.01152

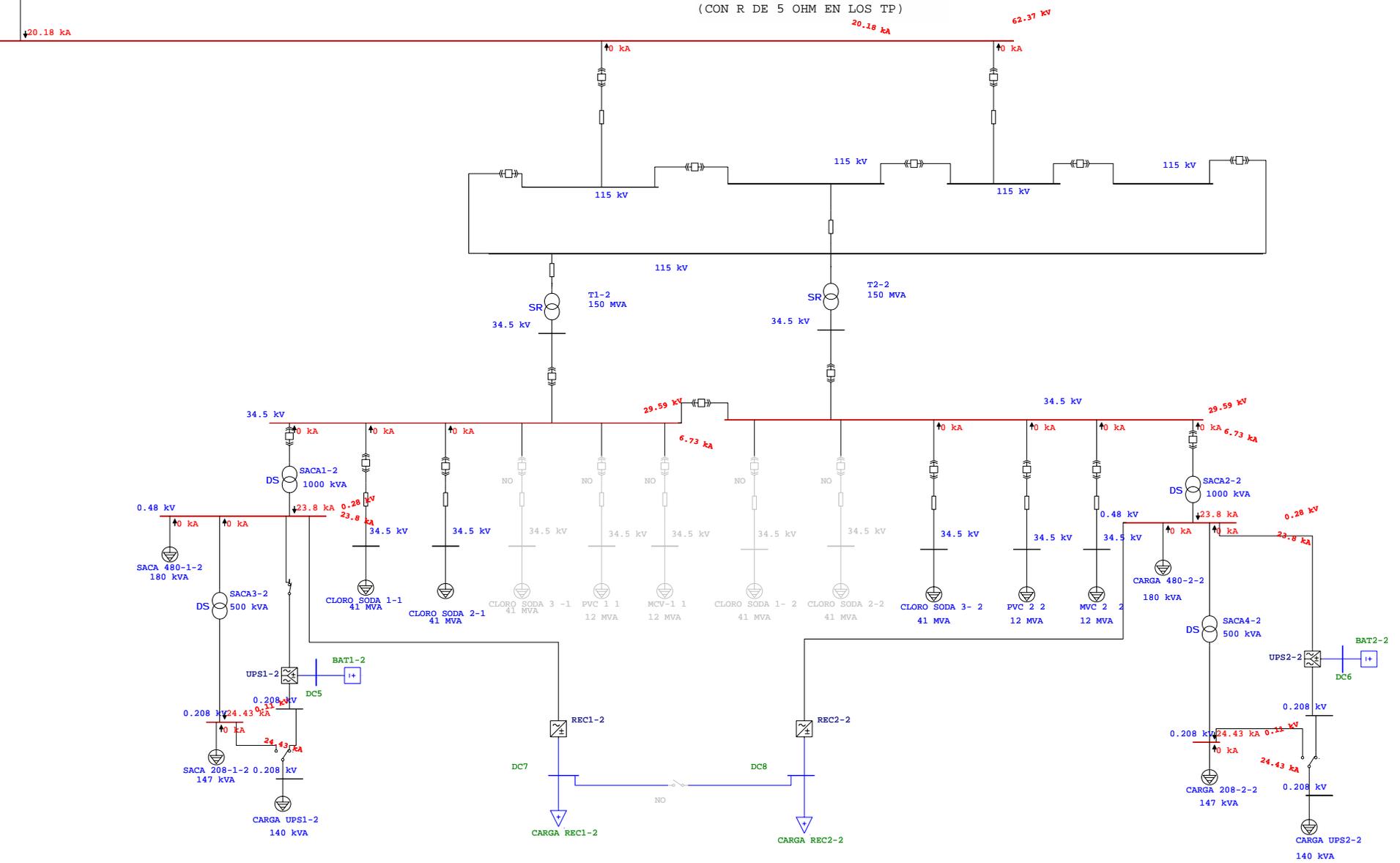
S/E PEQUIVEN SUR I
 CORTO CIRCUITO 1F-30 CICLOS
 (CON R DE 5 OHM EN LOS TP)

S/E Jose



S/E PEQUIVEN SUR II

CORTO CIRCUITO 1F-30 CICLOS
(CON R DE 5 OHM EN LOS TP)



Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **1**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

**ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
30-Cycle Network**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	43	44

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	13	0	0	19	0	18	50

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines:	0	1	0	0	18	19

System Frequency: 60 Hz

Unit System: English

Project Filename: S-E pequiven Sur(con R)

Output Filename: C:\Documents and Settings\flarez.BUCROS\Escritorio\Se SUR I y II\Simulaciones ETAP\Untitled.SA2

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **2**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **3**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Input Data

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
B-CS1-1	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
B-CS2-1	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus216	Load	34.500	36.009	1	94.75	-5.01
Bus218	Load	34.500	36.009	1	94.75	-5.01
Bus236	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus237	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus238	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus244	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus245	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus246	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus247	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus248	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus251	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus252	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus254	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus256	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus257	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus262	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus268	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus269	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
Bus272	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus274	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus276	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus282	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Bus283	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
BusA2	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
BusB2	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
BusC2	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
BusD2	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
BusE2	Load	115.000	115.000	1	100.00	0.00
Jose 115	SWNG	115.000	115.000	1	100.00	0.00
PS1-A	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
PS1-A(208)	Load	0.208	0.217	1	100.00	-60.00
PS1-A(480)	Load	0.480	0.501	1	100.00	-30.00
PS1-B	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **4**
Date: 10-27-2008
SN: 85OTI30125
Revision: Base
Config.: Normal

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
PS1-B(208)	Load	0.208	0.217	1	100.00	-60.00
PS1-B(480)	Load	0.480	0.501	1	100.00	-30.00
PS1-C	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
PS2-A	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
PS2-A(208)	Load	0.208	0.217	1	100.00	-60.00
PS2-A(480)	Load	0.480	0.501	1	100.00	-30.00
PS2-B	Load	34.500	36.009	1	100.00	0.00
PS2-B(208)	Load	0.208	0.217	1	100.00	-60.00
PS2-B(480)	Load	0.480	0.501	1	100.00	-30.00

44 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **5**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens per 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
			Adj. (ft)	% Tol.								
Cable73	0.6NALN3	500	328.1	0.00	1	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable74	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable75	0.6NALN3	500	328.1	0.00	1	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable80	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable81	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable82	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable83	0.6NALN3	500	328.1	0.00	3	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable84	0.6NALN3	500	328.1	0.00	1	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable93	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable94	0.6NALN3	500	328.1	0.00	3	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable97	0.6NALN3	500	328.1	0.00	3	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Cable100	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
Cable101	115NCUS1	1000	91.9	0.00	1	75	0.0177043	0.143256		0.0964578	0.5474207	
CLORO SODA 1-1.	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
CLORO SODA 2-1.	0.6NALN3	500	328.1	0.00	2	75	0.045264	0.0311		0.0724224	0.0793	
Line7			14071.5	0.00	1	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	
Line8			14071.5	0.00	1	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	
PS2-1			14238.9	0.00	2	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	
PS2-2			14238.9	0.00	2	75	0.0089611	0.0965911		0.1169518	0.3592372	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
SACA1-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA1-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA2-1	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA2-2	1.000	34.500	0.480	5.00	5.79	0	0	0	0	0	5.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA3-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA3-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA4-1	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
SACA4-2	0.500	0.480	0.208	4.00	3.09	0	0	0	0	0	4.0000	Std Pos. Seq.	-30.0
T1-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T1-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T2-2	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0
T3-1	150.000	115.000	34.500	12.50	42.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	0.0

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer ID	Rating			Conn. Type	Grounding				Secondary			
	MVA	Prim. kV	Sec. kV		Primary			Type	kV	Amp	Ohm	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp	Ohm
SACA1-1	1.000	34.500	0.480	D/Y					Solid			
SACA1-2	1.000	34.500	0.480	D/Y					Solid			
SACA2-1	1.000	34.500	0.480	D/Y					Solid			
SACA2-2	1.000	34.500	0.480	D/Y					Solid			
SACA3-1	0.500	0.480	0.208	D/Y					Solid			
SACA3-2	0.500	0.480	0.208	D/Y					Solid			
SACA4-1	0.500	0.480	0.208	D/Y					Solid			
SACA4-2	0.500	0.480	0.208	D/Y					Solid			
T1-1	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid				Resistor		3984.0	4.99964
T1-2	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid				Resistor		3984.0	4.99964
T2-1	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid				Resistor		3984.0	4.99964
T2-2	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid				Resistor		3984.0	4.99964
T3-1	150.000	115.000	34.500	Y/Y	Solid				Resistor		3984.0	4.99964

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
SACA1-1	2W XFMR	PS1-A	PS1-A(480)	78.11	452.27	458.96	
SACA1-2	2W XFMR	PS2-A	PS2-A(480)	78.11	452.27	458.96	
SACA2-1	2W XFMR	PS1-C	PS1-B(480)	78.11	452.27	458.96	
SACA2-2	2W XFMR	PS2-B	PS2-B(480)	78.11	452.27	458.96	
SACA3-1	2W XFMR	PS1-A(480)	PS1-A(208)	226.10	698.66	734.34	
SACA3-2	2W XFMR	PS2-A(480)	PS2-A(208)	226.10	698.66	734.34	
SACA4-1	2W XFMR	PS1-B(480)	PS1-B(208)	226.10	698.66	734.34	
SACA4-2	2W XFMR	PS2-B(480)	PS2-B(208)	226.10	698.66	734.34	
T1-1	2W XFMR	Bus272	Bus254	0.20	8.33	8.33	
T1-2	2W XFMR	Bus283	Bus218	0.20	8.33	8.33	
T2-1	2W XFMR	Bus274	Bus251	0.20	8.33	8.33	
T2-2	2W XFMR	Bus282	Bus216	0.20	8.33	8.33	
T3-1	2W XFMR	Bus276	Bus262	0.20	8.33	8.33	
Cable73	Cable	PS2-B	Bus236	0.11	0.08	0.14	
Cable74	Cable	PS2-B	Bus237	0.06	0.04	0.07	
Cable75	Cable	PS2-B	Bus238	0.11	0.08	0.14	
Cable80	Cable	Bus244	Bus276	0.00	0.01	0.01	
Cable81	Cable	Bus247	Bus274	0.00	0.01	0.01	
Cable82	Cable	Bus245	Bus272	0.00	0.01	0.01	
Cable83	Cable	PS1-B	Bus256	0.04	0.03	0.05	
Cable84	Cable	PS1-A	Bus257	0.11	0.08	0.14	
Cable93	Cable	PS1-B	Bus268	0.06	0.04	0.07	
Cable94	Cable	PS1-B	Bus269	0.04	0.03	0.05	
Cable97	Cable	PS1-A	Bus252	0.04	0.03	0.05	
Cable100	Cable	BusB2	Bus282	0.00	0.01	0.01	
Cable101	Cable	BusE2	Bus283	0.00	0.01	0.01	
COLORO SODA 1-1.	Cable	PS2-A	B-CS1-1	0.06	0.04	0.07	
COLORO SODA 2-1.	Cable	PS2-A	B-CS2-1	0.06	0.04	0.07	
Line7	Line	Jose 115	Bus248	0.10	1.03	1.03	
Line8	Line	Jose 115	Bus246	0.10	1.03	1.03	
PS2-1	Line	Jose 115	BusA2	0.10	1.04	1.04	
PS2-2	Line	Jose 115	BusC2	0.10	1.04	1.04	
A1	Tie Breakr	Bus246	Bus245				
A2	Tie Breakr	BusA2	BusE2				
B1	Tie Breakr	Bus247	Bus246				
B2	Tie Breakr	BusB2	BusA2				
C1	Tie Breakr	Bus248	Bus247				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **8**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
C2	Tie Breakr	BusC2	BusB2				
D1	Tie Breakr	Bus244	Bus248				
D2	Tie Breakr	BusD2	BusC2				
E1	Tie Breakr	Bus245	Bus244				
E2	Tie Breakr	BusE2	BusD2				
F1	Tie Breakr	Bus254	PS1-A				
F2	Tie Breakr	Bus218	PS2-A				
G1	Tie Breakr	Bus251	PS1-B				
G2	Tie Breakr	Bus216	PS2-B				
H1	Tie Breakr	Bus262	PS1-C				
I1	Tie Breakr	PS1-B	PS1-A				
I2	Tie Breakr	PS2-B	PS2-A				
J1	Tie Breakr	PS1-C	PS1-B				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **9**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Power Grid Input Data

Power Grid		Connected Bus		Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
ID	ID	MVASC	kV	X/R	R	X	Type	X/R	R0	X0		
S/E Jose	Jose 115	3538.000	115.000	14.40	0.19581	2.81966	Wye - Solid	14.40	0.125430	1.80622		
Total Power Grids (= 1)		3538.000 MVA										

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 10
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Lumped Load Input Data

Lumped Load					Motor Loads									
Lumped Load ID	Rating		% Load		Loading		X/R Ratio		Imp. (Machine Base)			Grounding		
	kVA	kV	MTR	STAT	kW	kvar	X"/R	X'/R	% R	% X"	% X'	Conn.	Type	Amp.
CARGA 208-2-2	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
CARGA 480-2-2	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
COLORO SODA 1-1	41000.0	34.500	70	30	24395.0	15118.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
COLORO SODA 2-1	41000.0	34.500	70	30	24395.0	15118.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
COLORO SODA 3-2	41000.0	34.500	70	30	24395.0	15118.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
ETILENO 1	20000.0	34.500	70	30	11900.0	7375.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
MVC 2 2	12000.0	34.500	70	30	7140.0	4425.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
OSBL 1	35000.0	34.500	70	30	20825.0	12906.2	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
POLIETILENO 1-1	45000.0	34.500	70	30	26775.0	16593.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
POLIETILENO 2-1	45000.0	34.500	70	30	26775.0	16593.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
PP Y THP 1	56000.0	34.500	70	30	33320.0	20649.9	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
PVC 2 2	12000.0	34.500	70	30	7140.0	4425.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
SACA 208-1-1	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 208-1-2	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 208-2-1	147.0	0.208	70	30	87.5	54.2	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 480-1-1	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 480-1-2	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
SACA 480-2-1	180.0	0.480	70	30	107.1	66.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		

Total Connected Lumped Loads (= 18): 349308.0 kVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **11**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Jose 115**

Prefault voltage = 115.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (115.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (115.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Jose 115	Total	0.00	17.762	0.00	93.94	93.94	20.180	20.180	1.96E-001	2.82E+000	1.25E-001	1.81E+000
Bus248	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
Bus246	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
BusA2	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
BusC2	Jose 115	0.00	0.000	0.00	93.94	93.94	0.000	0.000				
S/E Jose	Jose 115	100.00	17.762	100.00	100.00	100.00	20.180	20.180	1.96E-001	2.82E+000	1.25E-001	1.81E+000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **12**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-A**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 95.81 % of base kV (36.009 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-A	Total	0.00	25.093	0.00	142.58	179.97	9.741	9.741	3.10E-001	6.11E+000	4.28E+001	6.51E+000
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	103.91	82.32	100.00	0.000	0.000				
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	103.91	82.32	100.00	0.000	0.000				
Bus276	Bus262	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001
Bus274	Bus251	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001
Bus272	Bus254	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **13**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-A(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.217 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-A(208)	Total	0.00	21.296	0.00	92.10	94.87	24.449	24.449	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002
PS1-A(480)	PS1-A(208)	61.38	21.296	77.23	100.00	80.52	24.449	24.449*	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **14**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-A(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.501 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-A(480)	Total	0.00	23.742	0.00	99.74	99.83	23.846	23.846	7.84E+001	4.58E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS1-A	PS1-A(480)	98.69	23.742	99.30	100.00	99.39	23.846	23.846*	7.84E+001	4.58E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS1-A(208)	PS1-A(480)	0.00	0.000	57.64	57.58	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **15**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-B**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 95.81 % of base kV (36.009 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-B	Total	0.00	25.093	0.00	142.58	179.97	9.741	9.741	3.10E-001	6.11E+000	4.28E+001	6.51E+000
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	103.91	82.32	100.00	0.000	0.000				
Bus276	Bus262	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	103.91	82.32	100.00	0.000	0.000				
Bus272	Bus254	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001
Bus274	Bus251	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **16**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-B(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.217 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-B(208)	Total	0.00	21.296	0.00	92.10	94.87	24.449	24.449	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002
PS1-B(480)	PS1-B(208)	61.38	21.296	77.23	100.00	80.52	24.449	24.449*	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **17**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-B(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.501 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-B(480)	Total	0.00	23.742	0.00	99.74	99.83	23.846	23.846	7.84E+001	4.58E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS1-C	PS1-B(480)	98.69	23.742	99.30	100.00	99.39	23.846	23.846*	7.84E+001	4.58E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS1-B(208)	PS1-B(480)	0.00	0.000	57.64	57.58	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **18**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS1-C**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 95.81 % of base kV (36.009 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS1-C	Total	0.00	25.093	0.00	142.58	179.97	9.741	9.741	3.10E-001	6.11E+000	4.28E+001	6.51E+000
PS1-B(480)	PS1-C	0.00	0.000	103.91	82.32	100.00	0.000	0.000				
Bus256	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus268	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus269	PS1-B	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus257	PS1-A	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
Bus252	PS1-A	0.00	0.000	0.00	142.58	179.97	0.000	0.000				
PS1-A(480)	PS1-A	0.00	0.000	103.91	82.32	100.00	0.000	0.000				
Bus272	Bus254	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001
Bus274	Bus251	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001
Bus276	Bus262	43.47	8.364	87.12	96.72	96.16	3.247	3.247	9.30E-001	1.83E+001	1.28E+002	1.95E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **19**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-A**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 95.81 % of base kV (36.009 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-A	Total	0.00	20.433	0.00	148.57	180.65	6.727	6.727	3.44E-001	7.51E+000	6.39E+001	7.92E+000
B-CS1-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
B-CS2-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
PS2-A(480)	PS2-A	0.00	0.000	104.30	85.78	100.00	0.000	0.000				
Bus236	PS2-B	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
Bus237	PS2-B	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
Bus238	PS2-B	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
PS2-B(480)	PS2-B	0.00	0.000	104.30	85.78	100.00	0.000	0.000				
Bus282	Bus216	53.10	10.216	90.24	96.51	95.98	3.363	3.363	6.88E-001	1.50E+001	1.28E+002	1.58E+001
Bus283	Bus218	53.10	10.216	90.24	96.51	95.98	3.363	3.363	6.88E-001	1.50E+001	1.28E+002	1.58E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **20**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-A(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.217 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-A(208)	Total	0.00	21.271	0.00	92.08	94.87	24.428	24.428	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002
PS2-A(480)	PS2-A(208)	61.31	21.271	77.18	100.00	80.49	24.428	24.428*	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **21**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-A(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.501 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-A(480)	Total	0.00	23.672	0.00	99.68	99.79	23.798	23.798	7.85E+001	4.60E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS2-A	PS2-A(480)	98.40	23.672	99.14	100.00	99.26	23.798	23.798*	7.85E+001	4.60E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS2-A(208)	PS2-A(480)	0.00	0.000	57.61	57.55	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **22**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-B**

Prefault voltage = 34.500 kV = 100.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)
 = 95.81 % of base kV (36.009 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-B	Total	0.00	20.433	0.00	148.57	180.65	6.727	6.727	3.44E-001	7.51E+000	6.39E+001	7.92E+000
Bus236	PS2-B	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
Bus237	PS2-B	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
Bus238	PS2-B	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
PS2-B(480)	PS2-B	0.00	0.000	104.30	85.78	100.00	0.000	0.000				
B-CS1-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
B-CS2-1	PS2-A	0.00	0.000	0.00	148.57	180.65	0.000	0.000				
PS2-A(480)	PS2-A	0.00	0.000	104.30	85.78	100.00	0.000	0.000				
Bus283	Bus218	53.10	10.216	90.24	96.51	95.98	3.363	3.363	6.88E-001	1.50E+001	1.28E+002	1.58E+001
Bus282	Bus216	53.10	10.216	90.24	96.51	95.98	3.363	3.363	6.88E-001	1.50E+001	1.28E+002	1.58E+001

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **23**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-B(208)**

Prefault voltage = 0.208 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.208 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.217 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-B(208)	Total	0.00	21.271	0.00	92.08	94.87	24.428	24.428	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002
PS2-B(480)	PS2-B(208)	61.31	21.271	77.18	100.00	80.49	24.428	24.428*	3.05E+002	1.16E+003	2.26E+002	6.99E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **24**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **PS2-B(480)**

Prefault voltage = 0.480 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.480 kV)
 = 95.81 % of base kV (0.501 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PS2-B(480)	Total	0.00	23.672	0.00	99.68	99.79	23.798	23.798	7.85E+001	4.60E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS2-B	PS2-B(480)	98.40	23.672	99.14	100.00	99.26	23.798	23.798*	7.85E+001	4.60E+002	7.81E+001	4.52E+002
PS2-B(208)	PS2-B(480)	0.00	0.000	57.61	57.55	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: **SC**

Page: **25**
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Jose 115	115.00	1.231	-17.720	17.762	1.398	-20.132	20.180	15.346	1.066	15.383	14.537	12.717	19.314
PS1-A	34.50	1.271	-25.061	25.093	8.945	-3.858	9.741	21.703	1.101	21.731	-24.258	-0.532	24.264
PS1-A(208)	0.21	5.420	-20.594	21.296	6.531	-23.561	24.449	17.835	4.694	18.443	-21.910	9.061	23.710
PS1-A(480)	0.48	4.004	-23.402	23.742	4.033	-23.502	23.846	20.267	3.467	20.561	-22.298	8.334	23.805
PS1-B	34.50	1.271	-25.061	25.093	8.945	-3.858	9.741	21.703	1.101	21.731	-24.258	-0.532	24.264
PS1-B(208)	0.21	5.420	-20.594	21.296	6.531	-23.561	24.449	17.835	4.694	18.443	-21.910	9.061	23.710
PS1-B(480)	0.48	4.004	-23.402	23.742	4.033	-23.502	23.846	20.267	3.467	20.561	-22.298	8.334	23.805
PS1-C	34.50	1.271	-25.061	25.093	8.945	-3.858	9.741	21.703	1.101	21.731	-24.258	-0.532	24.264
PS2-A	34.50	0.935	-20.411	20.433	6.338	-2.253	6.727	17.677	0.809	17.695	-19.418	-0.492	19.424
PS2-A(208)	0.21	5.409	-20.572	21.271	6.520	-23.542	24.428	17.816	4.684	18.422	-21.887	9.064	23.690
PS2-A(480)	0.48	3.982	-23.334	23.672	4.019	-23.457	23.798	20.208	3.448	20.500	-22.236	8.342	23.749
PS2-B	34.50	0.935	-20.411	20.433	6.338	-2.253	6.727	17.677	0.809	17.695	-19.418	-0.492	19.424
PS2-B(208)	0.21	5.409	-20.572	21.271	6.520	-23.542	24.428	17.816	4.684	18.422	-21.887	9.064	23.690
PS2-B(480)	0.48	3.982	-23.334	23.672	4.019	-23.457	23.798	20.208	3.448	20.500	-22.236	8.342	23.749

All fault currents are symmetrical momentary (30 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: S-E pequiven Sur(con R)

ETAP
 5.0.3Z

Study Case: SC

Page: 26
 Date: 10-27-2008
 SN: 85OTI30125
 Revision: Base
 Config.: Normal

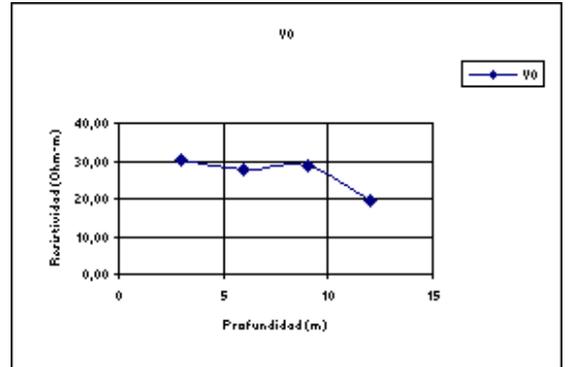
Short-Circuit Summary Report

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Jose 115	115.000	0.25896	3.72900	3.73798	0.25896	3.72900	3.73798	0.16588	2.38873	2.39448
PS1-A	34.500	0.04020	0.79277	0.79378	0.04020	0.79277	0.79378	5.55249	0.84375	5.61623
PS1-A(208)	0.208	0.00144	0.00545	0.00564	0.00144	0.00545	0.00564	0.00107	0.00329	0.00346
PS1-A(480)	0.480	0.00197	0.01151	0.01167	0.00197	0.01151	0.01167	0.00196	0.01135	0.01152
PS1-B	34.500	0.04020	0.79277	0.79378	0.04020	0.79277	0.79378	5.55249	0.84375	5.61623
PS1-B(208)	0.208	0.00144	0.00545	0.00564	0.00144	0.00545	0.00564	0.00107	0.00329	0.00346
PS1-B(480)	0.480	0.00197	0.01151	0.01167	0.00197	0.01151	0.01167	0.00196	0.01135	0.01152
PS1-C	34.500	0.04020	0.79277	0.79378	0.04020	0.79277	0.79378	5.55249	0.84375	5.61623
PS2-A	34.500	0.04459	0.97382	0.97484	0.04459	0.97382	0.97484	8.28122	1.02756	8.34473
PS2-A(208)	0.208	0.00144	0.00546	0.00565	0.00144	0.00546	0.00565	0.00107	0.00329	0.00346
PS2-A(480)	0.480	0.00197	0.01154	0.01171	0.00197	0.01154	0.01171	0.00196	0.01135	0.01152
PS2-B	34.500	0.04459	0.97382	0.97484	0.04459	0.97382	0.97484	8.28122	1.02756	8.34473
PS2-B(208)	0.208	0.00144	0.00546	0.00565	0.00144	0.00546	0.00565	0.00107	0.00329	0.00346
PS2-B(480)	0.480	0.00197	0.01154	0.01171	0.00197	0.01154	0.01171	0.00196	0.01135	0.01152

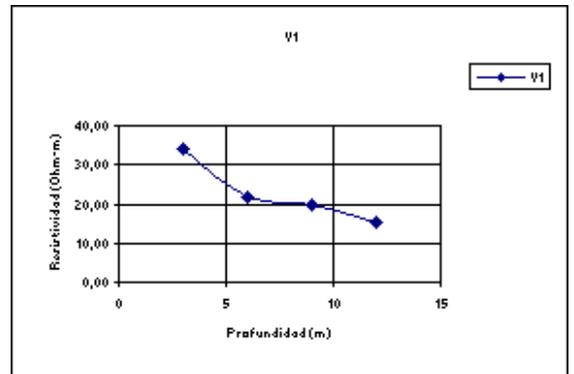
ANEXO N° 11
RESULTADOS DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD
TABLAS Y PERFILES

Mediciones de Resistividad

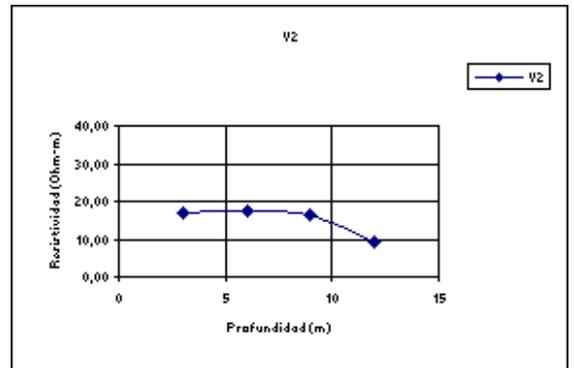
	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente (Ω -m)
Punto 1	3	1,60	30,16
	6	0,74	27,90
	9	0,51	28,84
	12	0,26	19,60



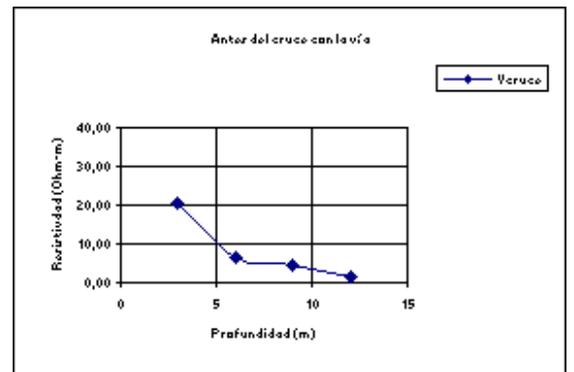
	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente (Ω -m)
Punto 2	3	1,82	34,31
	6	0,58	21,87
	9	0,35	19,79
	12	0,20	15,08



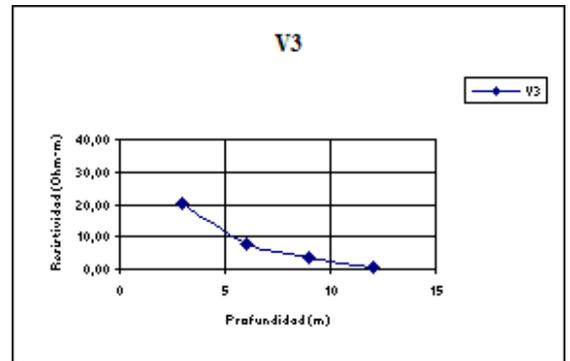
	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente (Ω -m)
Punto 3	3	0,90	16,96
	6	0,46	17,34
	9	0,29	16,40
	12	0,12	9,05



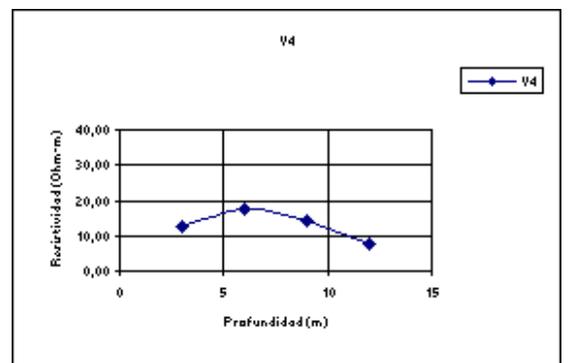
	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente (Ω -m)
Punto 4	3	1,10	20,73
	6	0,17	6,41
	9	0,08	4,52
	12	0,02	1,51



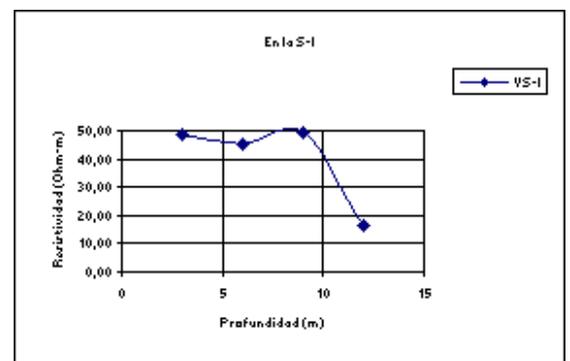
	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente ($\Omega\text{-m}$)
Punto 5	3	1,07	20,17
	6	0,21	7,92
	9	0,06	3,39
	12	0,01	0,75



	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente ($\Omega\text{-m}$)
Punto 6	3	0,66	12,44
	6	0,46	17,34
	9	0,25	14,14
	12	0,10	7,54



	Separación entre electrodos	Resistencia medida (Ω)	Resistividad aparente ($\Omega\text{-m}$)
Punto 7	3	2,57	48,44
	6	1,20	45,24
	9	0,87	49,20
	12	0,22	16,59



Valores Promedios

Puntos BCS	Separación entre electrodos	Resistencia Promedio	Resistividad Promedio	Desviación Estándar	%
Todos los puntos	3	1,39	26,17	12,36	47,24
	6	0,55	20,57	13,20	64,16
	9	0,34	19,47	15,77	80,99
	12	0,13	10,02	7,37	73,58

ANEXO N° 12

FACTOR DE DISTRIBUCIÓN Sf vs Rg

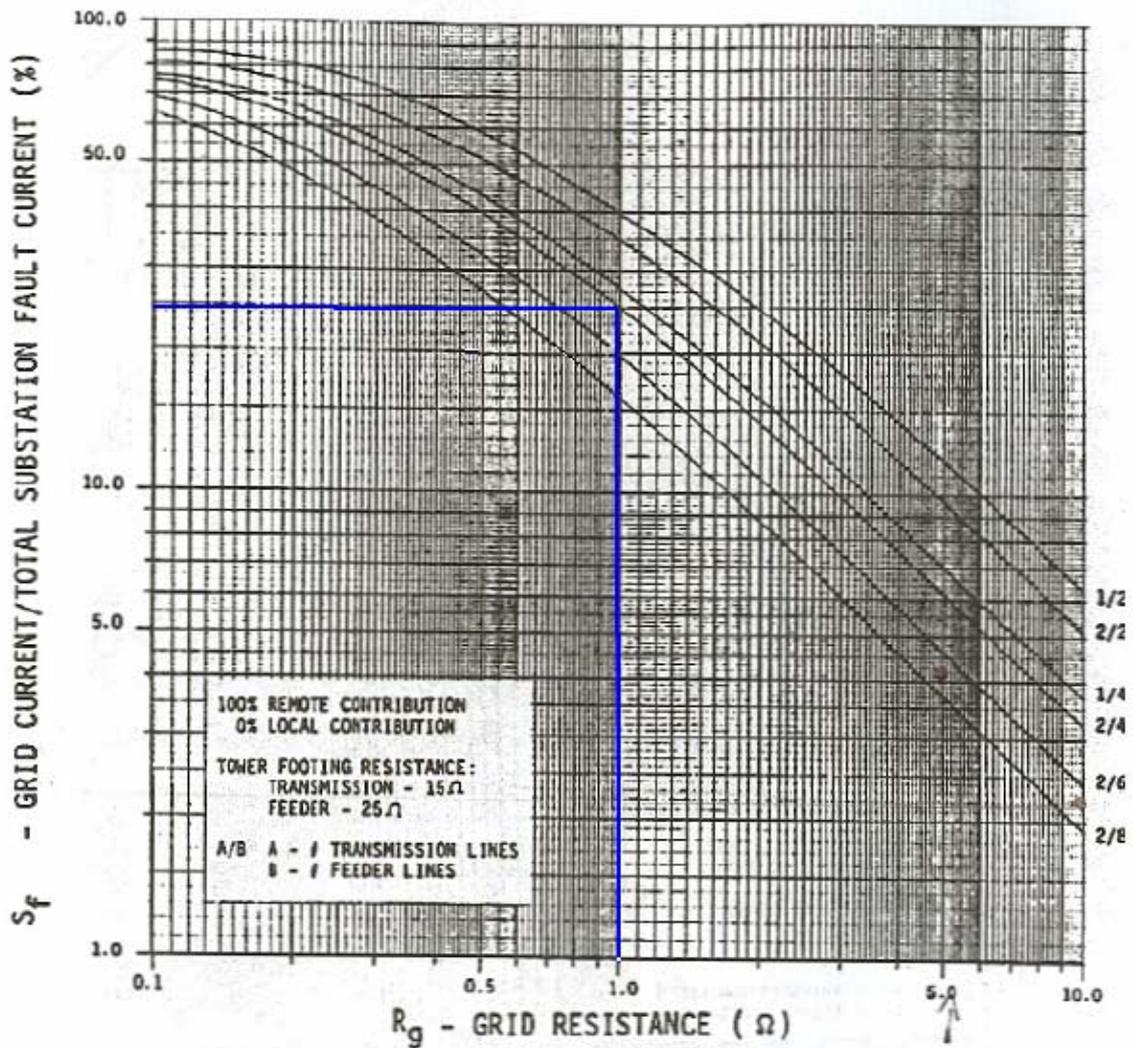


Figure 9. Split factor curves - S_f vs R_g .

Anexo N° 13

SIMULACIÓN DE LA MALLA DE TIERRA

REPORTE DE ETAP 5.0

Project: **ETAP PowerStation** Page: 1
Location: 4.0.0C Date: 10-30-2008
Contract: SN: KLGCONSULT
Engineer: Study Case: GRD1 Filename: mallaproyecto

Electrical Transient Analyzer Program

ETAP PowerStation

Ground Grid Systems

IEEE Std 80-1986

Number of Ground Conductors: 39
Number of Ground Rods: 25
Total Length of Ground Conductors: 5133.00 m
Total Length of Ground Rods: 250.00 m

Frequency: 60.0
Unit System: Metric
Project Filename: mallaproyecto
Output Filename: C:\ETAP 400\PowerStation\mallaproyecto\Untitled.GR1

Ground Grid Input Data

System Data:

Freq. Hz	Weigh kg	Ambient Temp. °C	Short-Circuit Current			Fault Duration (Seconds)			
			Total Fault Current kA	SF Division Factor %	Cp Projection Factor %	Tf for Total Fault Duration	Tc for Sizing Ground Conductors	Ts for Available Body Cutte	
60.0	70	40.00	24.450	8.80	25.0	110.0	0.50	0.50	0.50

Soil Data:

Surface Material			Upper Layer Soil			Lower Layer Soil	
Material Type	Resistivity W.m	Depth m	Material Type	Resistivity W.m	Depth m	Material Type	Resistivity W.m
Clean limestone	3,000.0	0.1	Moist soil	25.9	6.2	Moist soil	3.4

Material Constants:

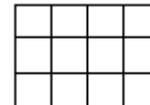
Conductor/Rod	Type	Conductivity %	Temperature Factor @ 20 °C 1/°C	K0 @ 0 °C	Fusing Temperatu °C	Resistivity of Ground Conduct @ 20°C mW.cm	Thermal Capacity Per Unit J/(cm³.°C)
Conductor & Rod	Copper-clad steel wire 1	40.0	0.00378	245.0	1084.0	4.40	3.85

Rod Data:

Diameter cm	Length m	No. of Rods	Arrangement	Cost \$/Rod
2.0	10.0	25	Rods Throughout Grid Area	100.0

Grid Configuration:

Conductor Size mm²	Depth (m)	Grid Length (m)		Number of Conductor		Separation (m)		Cost \$/m
		Lx	Ly	in X Directio	in Y Directio	in X Directio	in Y Directio	
120	0.5	157.0	112.0	17	22	7.5	7.0	10.00



Shape: Rectangular

Cost:

Conductor			Rod			Total
Total No.	Total Length	Cost	Total No.	Total Length	Cost	Total Cost
39	5,133.0	\$51,330	25	250.0	\$2,500	\$53,830

Project:	ETAP PowerStation	Page:	3
Location:	4.0.0C	Date:	10-30-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: GRD1	Filename:	mallaproyecto

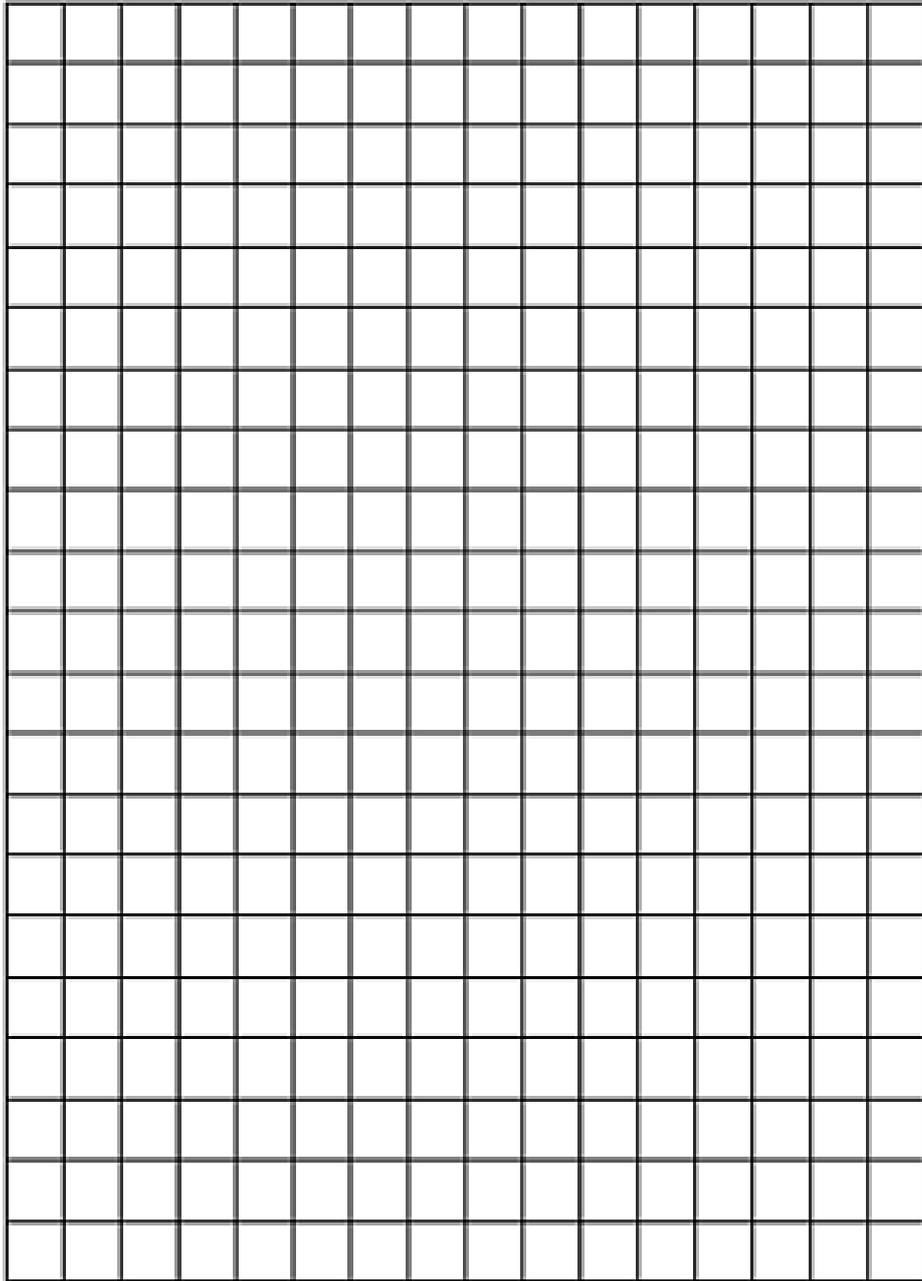
Ground Grid Summary Report

Rg Ground Resistance Ohm	GPR Ground Potential Ri Volts	Touch Potential			Step Potential		
		Tolerable Volts	Calculate Volts	Calculate %	Tolerable Volts	Calculated Volts	Calculate %
0.040	275.0	745.2	86.9	11.7	2314.7	58.9	2.5

Total Fault Current:	24.450 kA	Reflection Factor (K):	-0.983
Maximum Grid Current:	6.879 kA	Surface Layer Derating Factor (Cs):	0.524
		Decrement Factor (Df):	1.023

Anexo N° 14

GRÁFICO DE LA MALLA DE TIERRA



ANEXO N° 15

TABLA CON CÁLCULOS BAJO EL MÉTODO DE ILUMINANCIA

Cálculos de Iluminación	Oficinas	Baños	Vestuario	Sala de reuniones	Lavamopa	Comedor	Cuarto eléctrico	Cuarto comm.	Depósito1	Depósito2	Hall	Pasillo Oficinas	Pasillo Casa de Mandos	Sala de control 115KV	Pasillo E/I	Sala de control 34,5KV	Cuarto de Bombonas	Sala Baterías	Sala TRX SACA	Corredor de Barras	GIS	Entrada GIS	TRX potencia
Longitud (m)	4,20	4,20	6,00	4,20	1,44	4,30	4,30	4,30	6,00	4,00	3,00	1,80	2,60	9,30	40,00	11,80	1,50	3,70	8,30	36,00	8,00	8,00	12,00
Ancho (m)	3,60	3,60	3,80	7,30	1,30	5,20	2,00	6,00	3,60	3,60	4,15	20,00	26,20	26,20	6,00	29,50	3,50	5,80	5,80	7,00	15,70	4,00	12,00
Altura del plano de trabajo (m)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0,8	0	0,8	0,8	0,8	0	0	0,8	1	0
Altura de la luminaria (m)	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	3,0	3,0	2,6	2,6	3,0	4,0	10,0	3,0	10,0
Altura del techo (m)	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	12,0	12,0	3,4	12,0
Superficie total (m2)	15,12	15,12	22,80	30,66	1,87	20,49	8,60	25,80	21,60	14,40	12,45	36,00	68,12	243,66	240,00	348,10	5,25	21,46	48,14	252,00	125,60	32,00	144,00
Iluminancia mínima (lux)	300	150	150	300	50	150	300	300	50	50	150	150	150	500	150	300	50	300	300	50	300	50	150
Reflexión de paredes (%)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Reflexión en techos (%)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Relación de Cavidad del Cuarto	4,64	4,64	3,87	3,38	13,17	4,17	6,59	3,59	4,00	4,75	5,17	7,87	5,50	1,31	2,88	1,31	8,57	3,98	3,22	3,41	8,68	4,13	8,33
Flujo Luminoso por luminaria (lumen)	13400	13400	13400	13400	1200	13400	13400	13400	3350	3350	3350	13400	13400	13400	13000	13400	3350	6700	13400	35000	48000	3350	155000
Potencia p/luminaria (Watts)	144	144	144	144	25	144	144	144	144	144	144	144	144	144	32	108	100	72	72	157	430	144	1500
Coefficiente de Utilización	0,31	0,31	0,36	0,36	0,15	0,36	0,23	0,36	0,36	0,31	0,26	0,20	0,26	0,50	0,42	0,59	0,16	0,36	0,42	0,39	0,16	0,34	0,16
Factor de Mantenimiento	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Numero de Luminarias	0,36	0,18	0,24	0,64	0,69	0,21	0,28	0,53	1,19	0,92	2,86	0,67	0,98	6,06	8,79	4,40	0,65	1,78	0,86	1,23	6,54	1,87	1,16
Numero de Luminarias Elegido	2	1	2	3	1	2	3	3	2	1	4	5	7	36	14	25	2	3	3	4	6	2	2
Numero de lámparas por luminaria	4	4	4	4	1	4	4	4	1	1	1	4	4	4	1	4	1	2	4	1	1	1	1
Watts instalados	288	245	389	432	25	288	432	432	288	144	576	720	1008	5184	448	2700	200	216	216	628	2580	288	3000
Separación máxima entre luminarias	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	3,12	3,12	2,16	3,60	2,64	2,16	2,16	2,64	4,80	11,04	2,64	12,00
Iluminancia con numero de luminarias elegido	412	206	317	354	72	353	806	421	84	54	210	279	269	742	239	426	153	253	263	163	275	53	258

Anexo N° 16

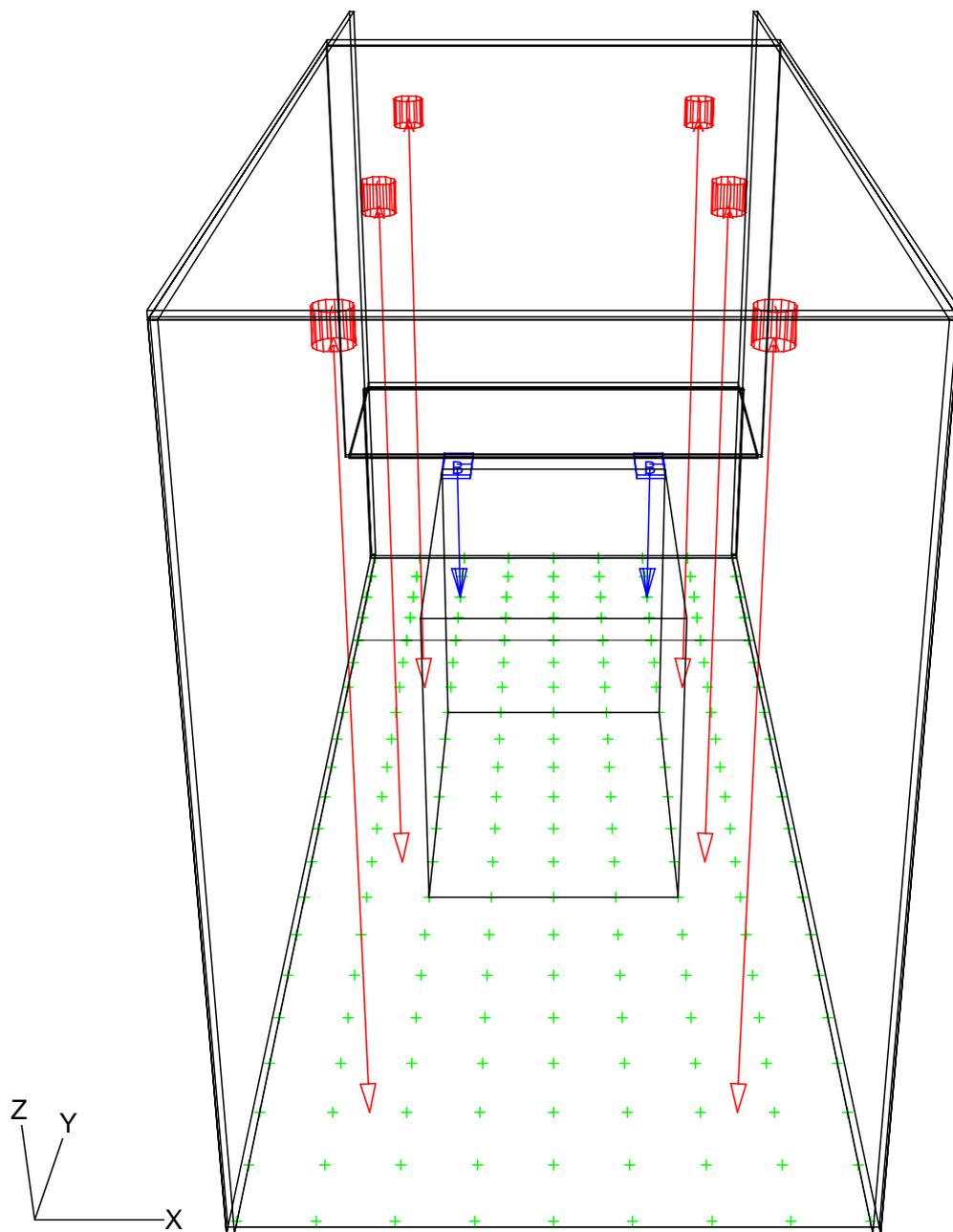
RESULTADOS DE CALCULUX

Índice del contenido

1.	Descripción del proyecto	2
1.1	Vista 3-D del proyecto	2
1.2	Vista superior del proyecto	3
2.	Resumen	4
2.1	Información general	4
2.2	Información Obstáculos	4
2.3	Luminarias del proyecto	4
2.4	Resultados del cálculo	4
3.	Resultados del cálculo	5
3.1	General: Tabla de texto	5
3.2	General: Curvas iso	6
3.3	General1: Tabla de texto	7
3.4	General1: Curvas iso	8
4.	Detalles de las luminarias	9
4.1	Luminarias del proyecto	9
5.	Datos de la instalación	10
5.1	Leyendas	10
5.2	Posición y orientación de las luminarias	10

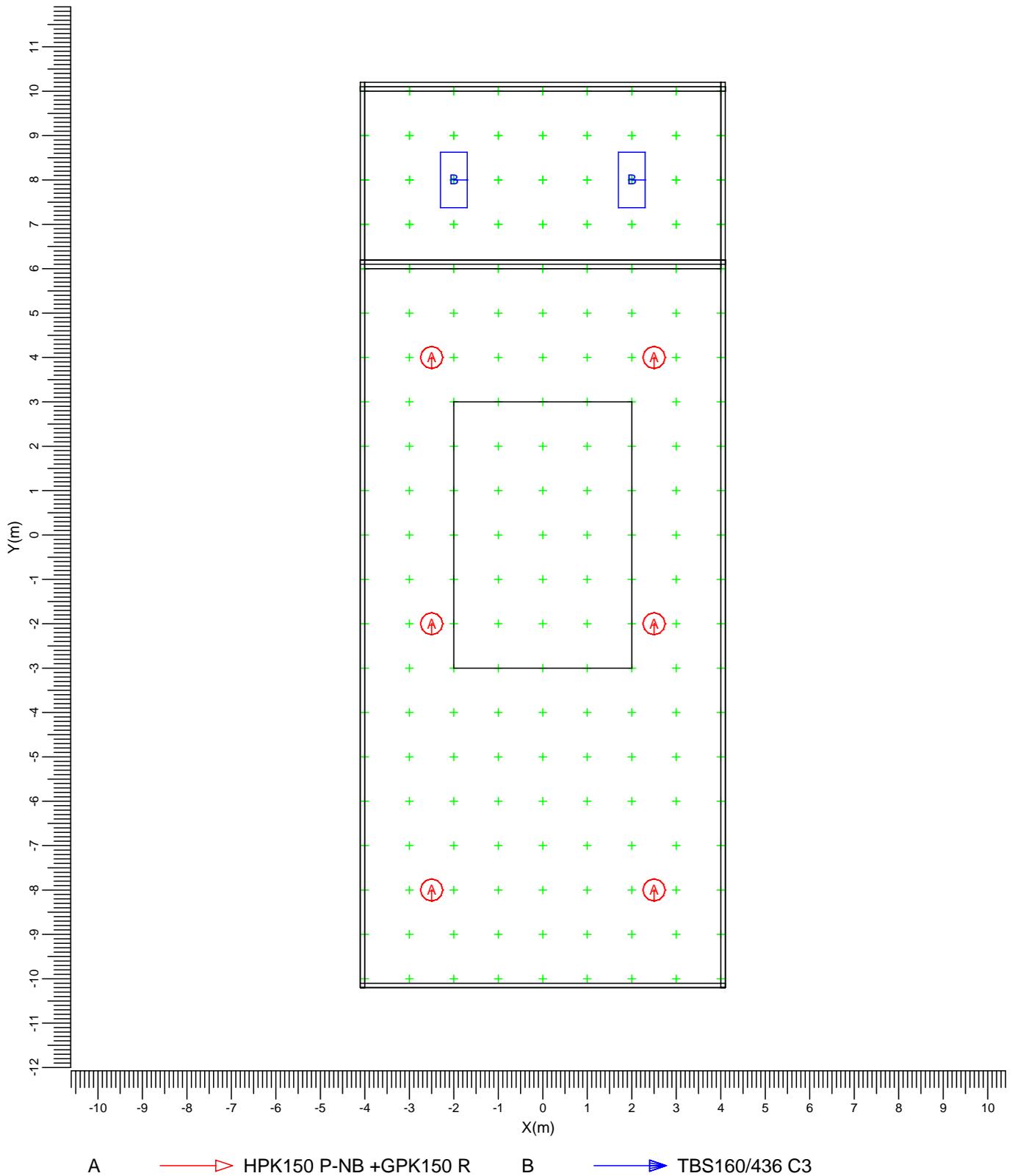
1. Descripción del proyecto

1.1 Vista 3-D del proyecto



A  HPK150 P-NB + GPK150 R B  TBS160/436 C3

1.2 Vista superior del proyecto



Escala
1:125

2. Resumen

2.1 Información general

El factor de mantenimiento general utilizado en este proyecto es 1.00.

2.2 Información Obstáculos

Obstáculo	% de transparencia	Posición		
		X [m]	Y [m]	Z [m]
Bloque	30	4.00	-10.20	0.00
Bloque1	30	-4.10	-10.20	0.00
Bloque2	30	4.10	6.10	4.00
Bloque3	30	4.10	-10.20	0.00
Bloque4	30	-4.10	-10.20	12.00
Bloque5	0	-2.00	-3.00	0.00
Bloque6	30	-4.00	6.00	4.00
Bloque7	30	4.10	10.00	0.00

2.3 Luminarias del proyecto

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Pot. (W)	Flujo (lm)
A	6	HPK150 P-NB +GPK150 R	1 * SON400W	430.0	1 * 48000
B	2	TBS160/436 C3	4 * TL-D36W	144.0	4 * 3350

Potencia total instalada: 2.87 (kW)

2.4 Resultados del cálculo

Cálculos de (l)luminancia:

Cálculo	Tipo	Unidad	Med	Mín	Med	Mín	Máy
General	Iluminancia en la superficie	lux	388	0.00	0.00		
General1	Iluminancia en la superficie	lux	390	0.04	0.02		

3. Resultados del cálculo

3.1 General: Tabla de texto

Rejilla	: General en Z = 0.00 m								
Cálculo	: Iluminancia en la superficie (lux)								
X (m)	-4.00	-3.00	-2.00	-1.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00
Y (m)									
10.00	14	63	72	78	84	78	72	63	14
9.00	73	345	404	425	443	425	404	345	73
8.00	92	443	521	538	551	538	521	443	92
7.00	159	667	749	737	760	737	749	667	159
6.00	158	628	689	656	674	656	689	628	158
5.00	161	634	683	605	613	605	683	634	161
4.00	167	655	698	574	572	574	698	655	167
3.00	168	644	0<	0<	0<	0<	0<	644	168
2.00	140	502	0<	0<	0<	0<	0<	502	140
1.00	141	501	0<	0<	0<	0<	0<	501	141
0.00	146	523	0<	0<	0<	0<	0<	523	146
-1.00	163	561	0<	0<	0<	0<	0<	561	163
-2.00	170	640	0<	0<	0<	0<	0<	640	170
-3.00	169	632	0<	0<	0<	0<	0<	632	169
-4.00	192	723	777>	742	748	742	777>	723	192
-5.00	187	701	755	743	752	743	755	701	187
-6.00	183	693	747	742	748	742	747	693	183
-7.00	180	694	747	735	735	735	747	694	180
-8.00	171	670	719	704	699	704	719	670	171
-9.00	154	599	645	649	647	649	645	599	154
-10.00	130	495	535	552	555	552	535	495	130

Media
388

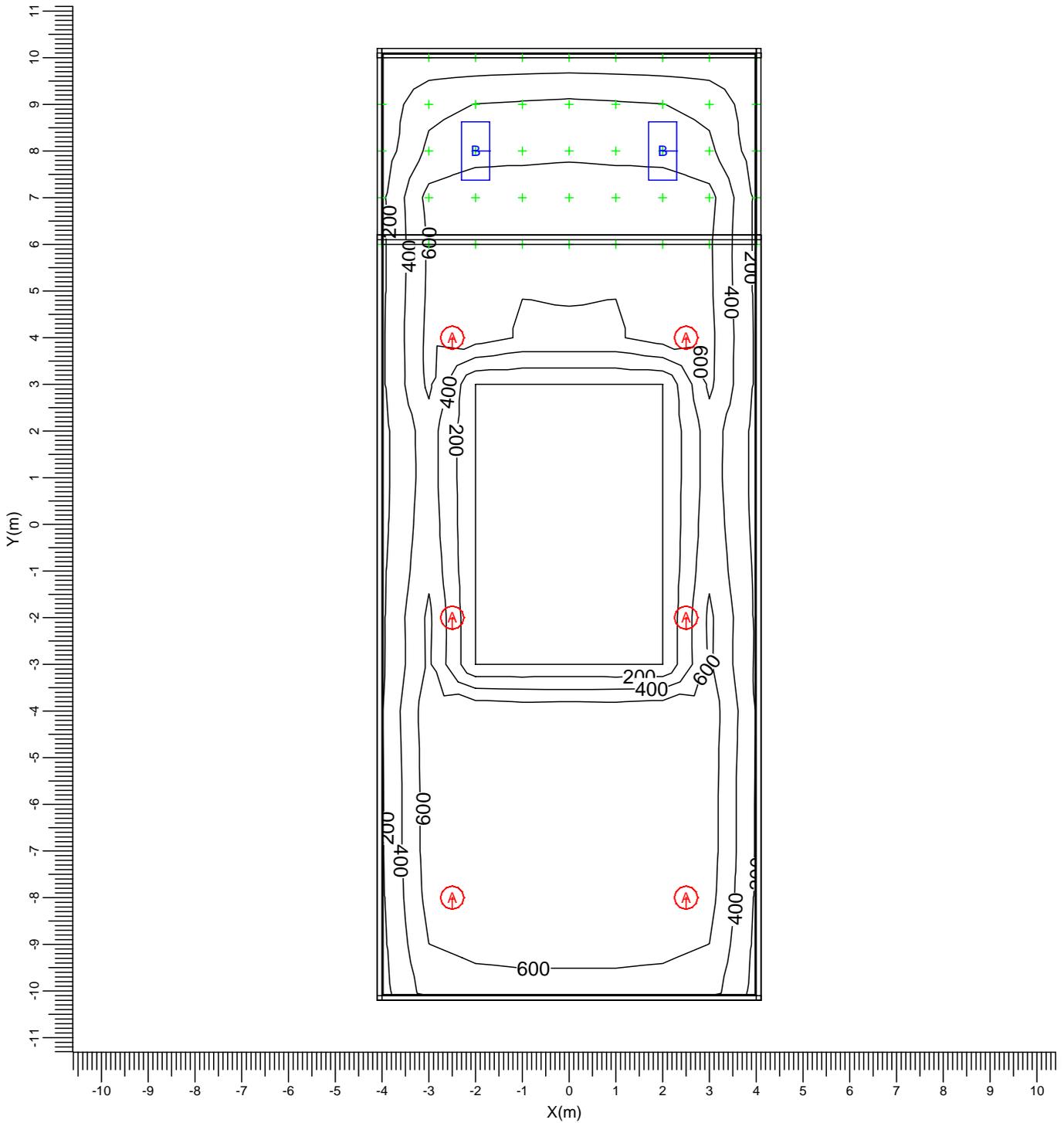
Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
1.00

3.2 General: Curvas iso

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



A → HPK150 P-NB +GPK150 R B → TBS160/436 C3

Media
388

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
1.00

Escala
1:125

3.3 General1: Tabla de texto

Rejilla : General1 en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-4.00	-3.00	-2.00	-1.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00
Y (m)									
10.00	14	63	72	78	84	78	72	63	14<
9.00	73	345	404	425	443	425	404	345	73
8.00	92	443	521	538	551	538	521	443	92
7.00	159	667	749	737	760>	737	749	667	159
6.00	158	628	689	656	674	656	689	628	158

Media
390

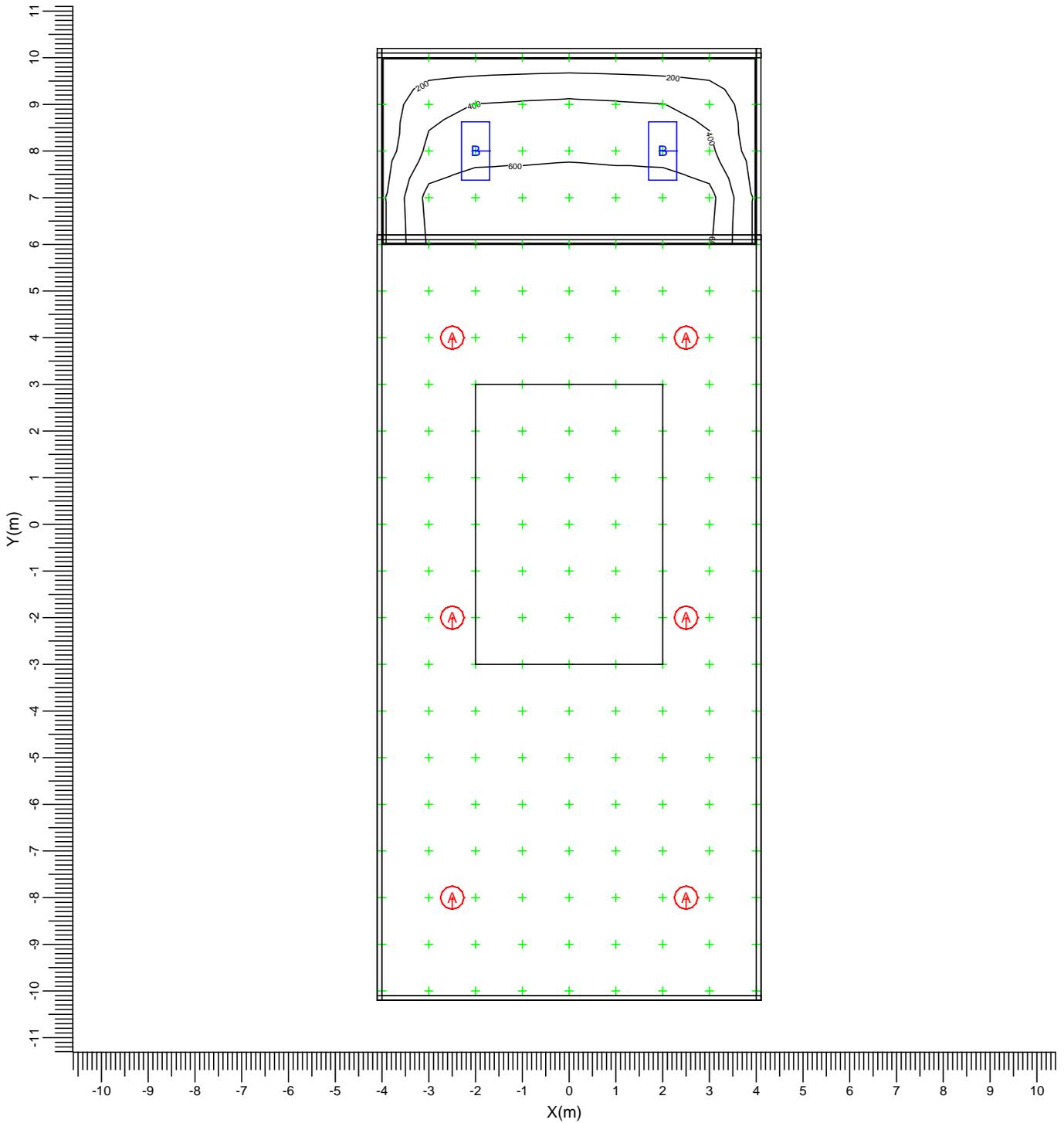
Mín/Media
0.04

Mín/Máx
0.02

Factor mantenimiento proy.
1.00

3.4 General1: Curvas iso

Rejilla : General1 en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



A → HPK150 P-NB +GPK150 R B → TBS160/436 C3

Media
390

Mín/Media
0.04

Mín/Máx
0.02

Factor mantenimiento proy.
1.00

Escala
1:125

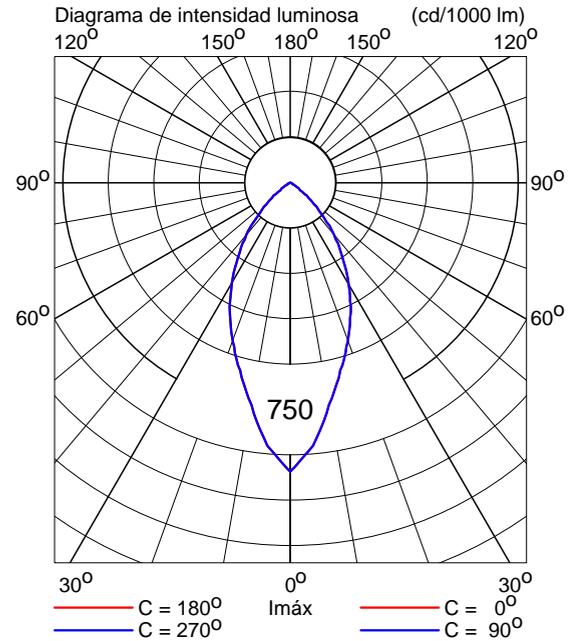
4. Detalles de las luminarias

4.1 Luminarias del proyecto

HPK150 P-NB +GPK150 R 1xSON400W



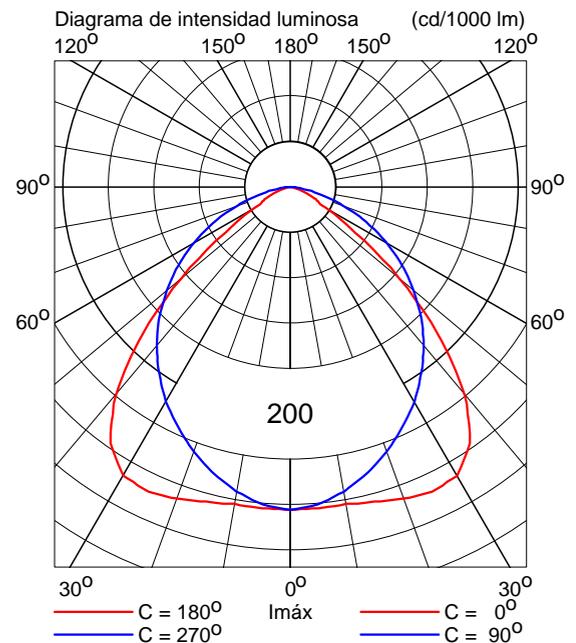
Coeficientes de flujo luminoso
 DLOR : 0.83
 ULOR : 0.00
 TLOR : 0.83
 Balasto : Standard
 Flujo de lámpara : 48000 lm
 Potencia de la luminaria : 430.0 W
 Código de medida : LVM0461400



TBS160/436 C3 4xTL-D36W/830



Coeficientes de flujo luminoso
 DLOR : 0.67
 ULOR : 0.00
 TLOR : 0.67
 Balasto : Electronic
 Flujo de lámpara : 3350 lm
 Potencia de la luminaria : 144.0 W
 Código de medida : LVN8828400



5. Datos de la instalación

5.1 Leyendas

Luminarias del proyecto:

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Flujo (lm)
A	6	HPK150 P-NB +GPK150 R	1 * SON400W	1 * 48000
B	2	TBS160/436 C3	4 * TL-D36W	4 * 3350

5.2 Posición y orientación de las luminarias

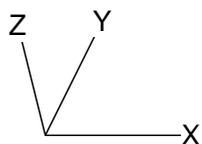
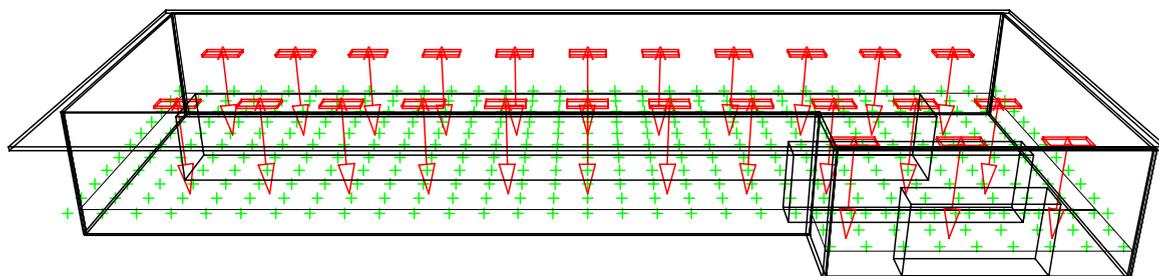
Ctad. y código	Posición			Apuntamiento:Angulos		
	X [m]	Y [m]	Z [m]	Rot.	Inclin90	Inclin0
1 * A	-2.50	-8.00	11.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.50	-2.00	11.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.50	4.00	11.00	0.0	0.0	0.0
1 * B	-2.00	8.00	3.00	90.0	0.0	0.0
1 * B	2.00	8.00	3.00	90.0	0.0	0.0
1 * A	2.50	-8.00	11.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	2.50	-2.00	11.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	2.50	4.00	11.00	0.0	0.0	0.0

Índice del contenido

1.	Descripción del proyecto	2
1.1	Vista 3-D del proyecto	2
1.2	Vista superior del proyecto	3
2.	Resumen	4
2.1	Información general	4
2.2	Información Obstáculos	4
2.3	Luminarias del proyecto	4
2.4	Resultados del cálculo	4
3.	Resultados del cálculo	5
3.1	General: Tabla de texto	5
3.2	General: Curvas iso	8
3.3	General1: Tabla de texto	9
3.4	General1: Curvas iso	10
4.	Detalles de las luminarias	11
4.1	Luminarias del proyecto	11
5.	Datos de la instalación	12
5.1	Leyendas	12
5.2	Posición y orientación de las luminarias	12

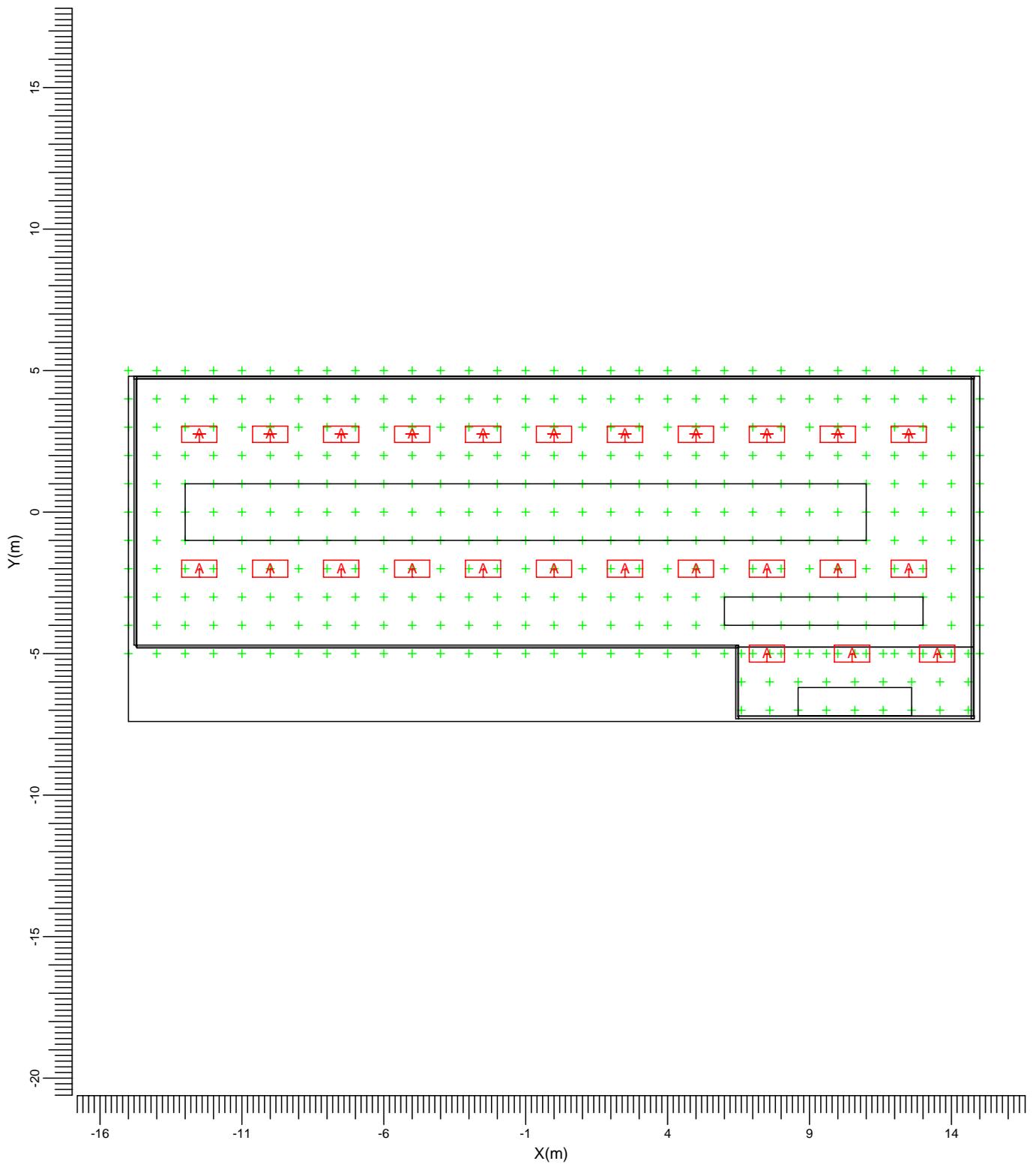
1. Descripción del proyecto

1.1 Vista 3-D del proyecto



A  TBS160/436 C3

1.2 Vista superior del proyecto



A  TBS160/436 C3

Escala
1:200

2. Resumen

2.1 Información general

El factor de mantenimiento general utilizado en este proyecto es 0.55.

2.2 Información Obstáculos

Obstáculo	% de transparencia	Posición		
		X [m]	Y [m]	Z [m]
Bloque	30	14.80	4.70	0.00
Bloque1	30	6.50	-4.80	0.00
Bloque2	30	14.70	-7.30	0.00
Bloque3	30	-14.80	-4.70	0.00
Bloque4	30	14.80	-7.30	0.00
Bloque5	30	6.40	-7.30	0.00
Bloque6	30	15.00	-7.40	3.85
Bloque7	0	11.00	-1.00	0.00
Bloque8	0	13.00	-4.00	0.00
Bloque9	0	12.60	-7.20	0.00

2.3 Luminarias del proyecto

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Pot. (W)	Flujo (lm)
A	25	TBS160/436 C3	4 * TL-D36W	144.0	4 * 3350

Potencia total instalada: 3.60 (kW)

2.4 Resultados del cálculo

Cálculos de (l)luminancia:

Cálculo	Tipo	Unidad	Med	Mín	Med	Mín	Máx
General	Iluminancia en la superficie	lux	213	0.00	0.00		
General1	Iluminancia en la superficie	lux	259	0.00	0.00		

3. Resultados del cálculo

3.1 General: Tabla de texto

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-15.00	-14.00	-13.00	-12.00	-11.00	-10.00	-9.00	-8.00	-7.00	-6.00	-5.00	-4.00
Y (m)												
5.00	4	19	31	38	40	43	43	44	44	43	45	43
4.00	19	154	295	356	358	402	371	394	395	374	409	374
3.00	23	199	409	486	477	548	491	531	532	495	556	495
2.00	23	187	369	440	436	495	450	483	484	453	503	454
1.00	17	124	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
0.00	15	97	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
-1.00	22	176	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
-2.00	23	201	416	493	482	555	497	538	539	500	563	501
-3.00	21	171	337	403	403	454	417	444	445	420	462	420
-4.00	12	83	144	176	184	200	193	200	201	195	205	196
-5.00	4	7	10	13	14	15	15	15	15	15	16	16

Continuar >

Media
213

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.55

< Continuar

Continuar >

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-3.00	-2.00	-1.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00
Y (m)												
5.00	44	44	43	45	43	44	44	43	45	43	44	44
4.00	396	396	374	409	374	396	396	374	409	374	395	394
3.00	533	533	495	556	495	533	533	495	556	495	532	531
2.00	485	485	454	503	454	485	485	454	503	453	484	483
1.00	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
0.00	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
-1.00	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
-2.00	541	541	501	564>	502	542	544	501	563	500	539	538
-3.00	446	446	420	462	422	449	452	435	462	0<	0<	0<
-4.00	202	202	196	206	196	202	202	198	233	0<	0<	0<
-5.00	16	16	16	16	16	17	19	22	34	66	399	442

Media
213

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.55

< Continuar

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00
Y (m)							
5.00	43	43	40	38	31	19	4
4.00	371	402	359	356	297	154	20
3.00	491	548	478	488	413	200	24
2.00	450	495	440	445	377	189	23
1.00	0<	0<	0<	260	226	129	18
0.00	0<	0<	0<	206	190	114	17
-1.00	0<	0<	0<	410	351	183	24
-2.00	497	555	484	496	445	227	29
-3.00	0<	0<	0<	0<	0<	290	42
-4.00	0<	0<	0<	0<	0<	390	59
-5.00	371	462	462	371	442	414	61

Media
213

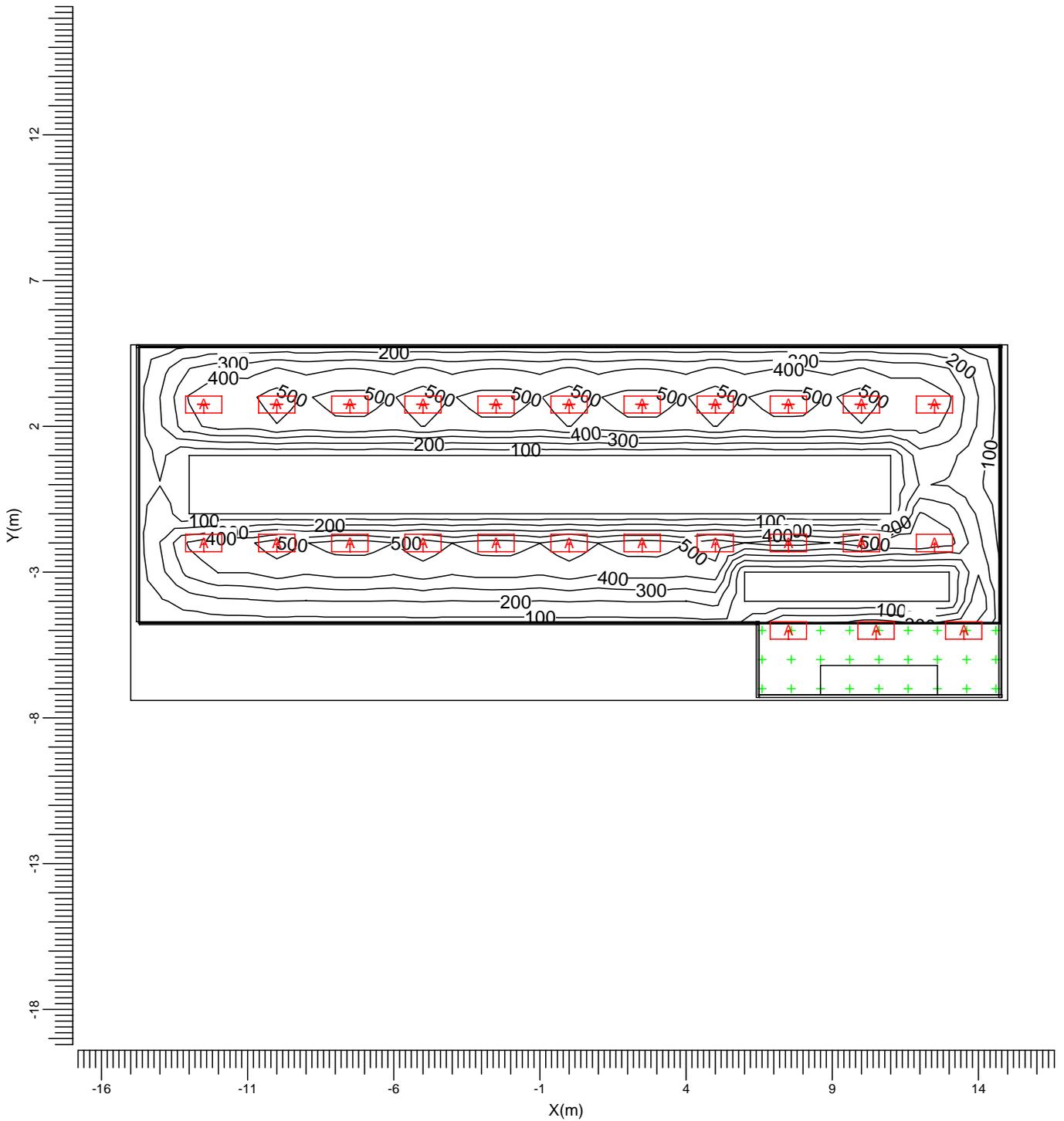
Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.55

3.2 General: Curvas iso

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



A TBS160/436 C3

Media
213

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.55

Escala
1:200

3.3 General1: Tabla de texto

Rejilla	: General1 en Z = 0.80 m								
Cálculo	: Iluminancia en la superficie (lux)								
X (m)	6.60	7.60	8.60	9.60	10.60	11.60	12.60	13.60	14.60
Y (m)									
-5.00	313	462	385	412	493>	391	401	451	282
-6.00	257	367	324	344	398	330	334	359	227
-7.00	111	127	0<	0<	0<	0<	0<	127	101

Media
259

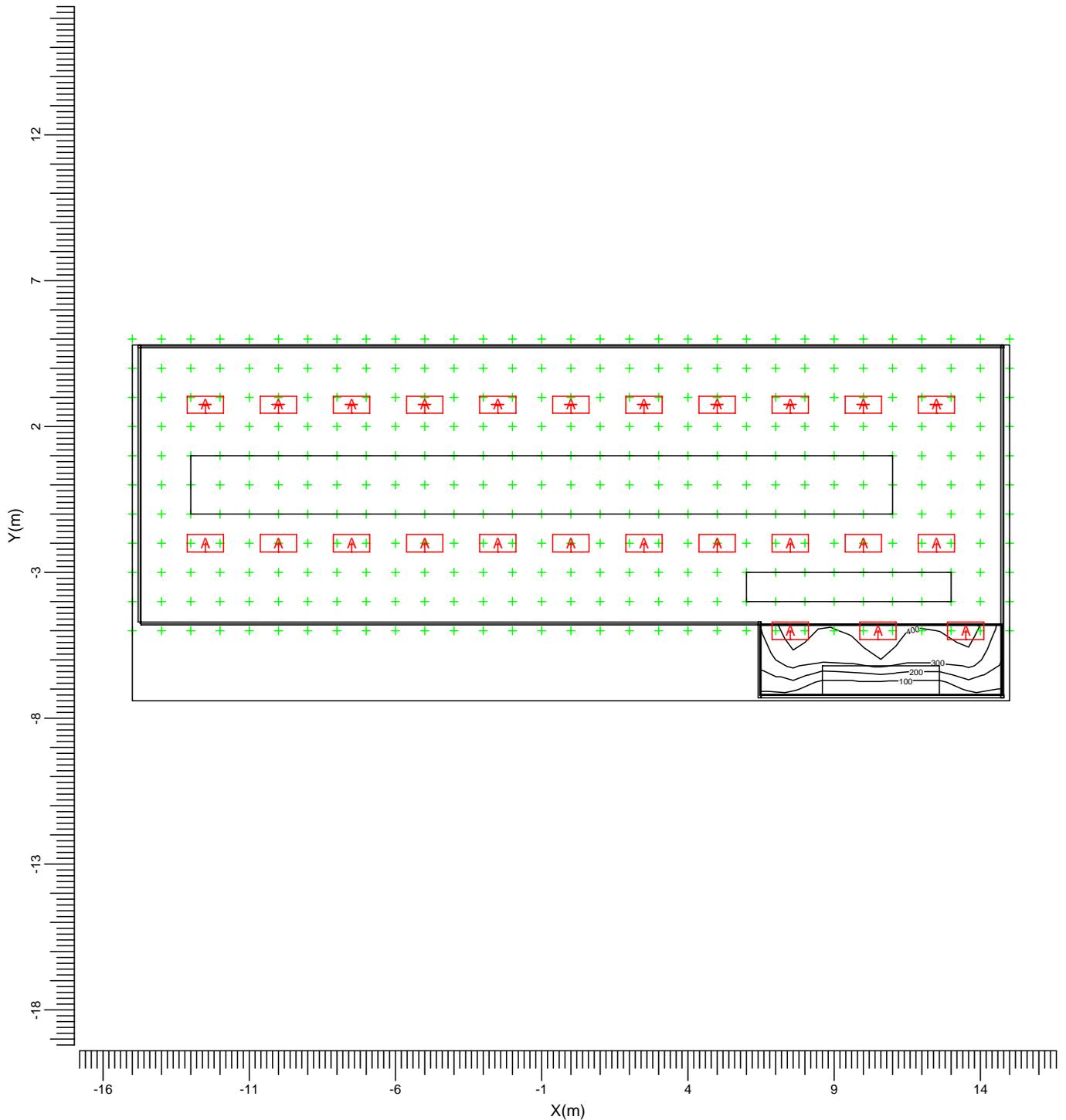
Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.55

3.4 General1: Curvas iso

Rejilla : General1 en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



A TBS160/436 C3

Media
259

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.55

Escala
1:200

4. Detalles de las luminarias

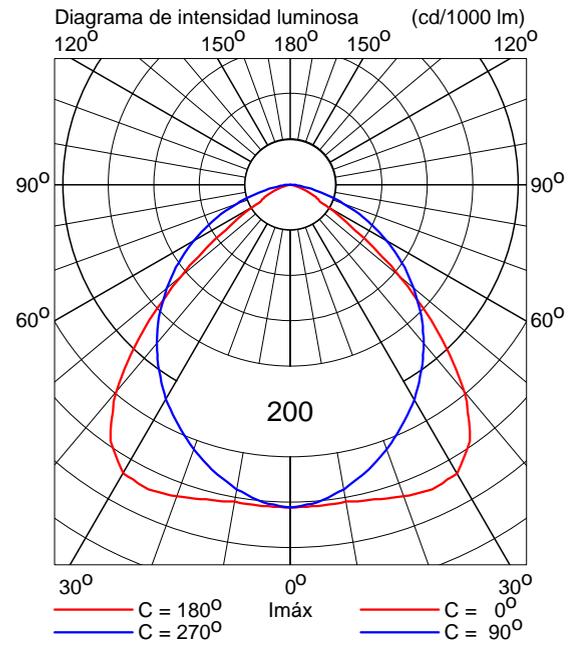
4.1 Luminarias del proyecto

TBS160/436 C3 4xTL-D36W/830



Coeficientes de flujo luminoso

DLOR	: 0.67
ULOR	: 0.00
TLOR	: 0.67
Balasto	: Electronic
Flujo de lámpara	: 3350 lm
Potencia de la luminaria	: 144.0 W
Código de medida	: LVN8828400



5. Datos de la instalación

5.1 Leyendas

Luminarias del proyecto:

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Flujo (lm)
A	25	TBS160/436 C3	4 * TL-D36W	4 * 3350

5.2 Posición y orientación de las luminarias

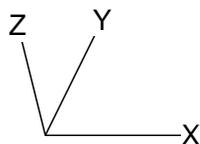
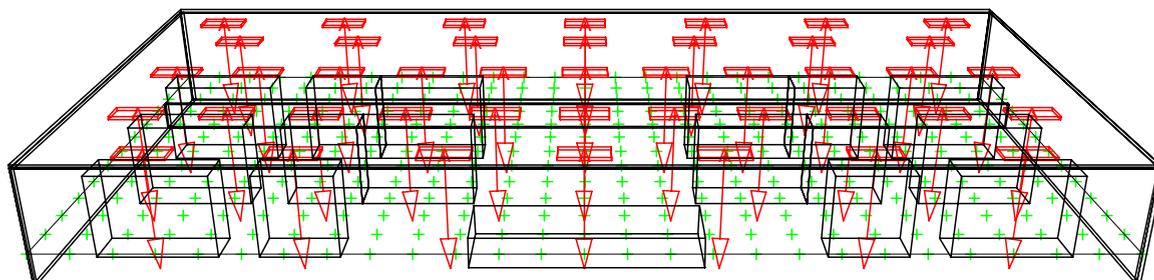
Ctad. y código	Posición			Apuntamiento: Angulos		
	X [m]	Y [m]	Z [m]	Rot.	Inclin90	Inclin0
1 * A	-12.50	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-12.50	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-10.00	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-10.00	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-7.50	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-7.50	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-5.00	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-5.00	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.50	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.50	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	2.50	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	2.50	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	5.00	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	5.00	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	7.50	-5.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	7.50	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	7.50	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	10.00	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	10.00	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	10.50	-5.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	12.50	-2.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	12.50	2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	13.50	-5.00	3.00	0.0	0.0	0.0

Índice del contenido

1.	Descripción del proyecto	2
1.1	Vista 3-D del proyecto	2
1.2	Vista superior del proyecto	3
2.	Resumen	4
2.1	Información general	4
2.2	Información Obstáculos	4
2.3	Luminarias del proyecto	4
2.4	Resultados del cálculo	4
3.	Resultados del cálculo	5
3.1	General: Tabla de texto	5
3.2	General: Curvas iso	8
4.	Detalles de las luminarias	9
4.1	Luminarias del proyecto	9
5.	Datos de la instalación	10
5.1	Leyendas	10
5.2	Posición y orientación de las luminarias	10

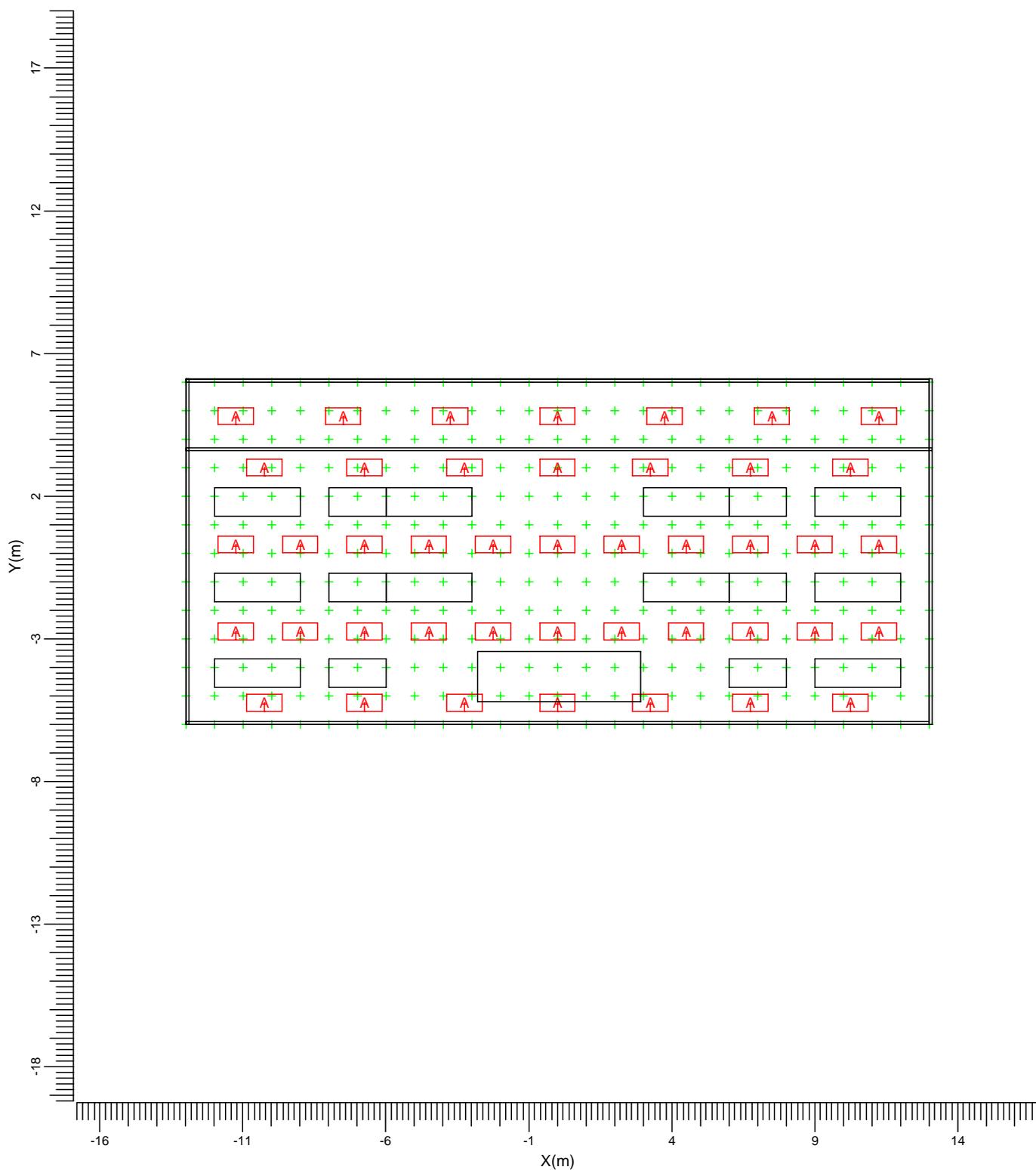
1. Descripción del proyecto

1.1 Vista 3-D del proyecto



A  TBS160/436 C3

1.2 Vista superior del proyecto



A  TBS160/436 C3

Escala
1:200

2. Resumen

2.1 Información general

El factor de mantenimiento general utilizado en este proyecto es 0.75.

2.2 Información Obstáculos

Obstáculo	% de transparencia	Posición		
		X [m]	Y [m]	Z [m]
Bloque	30	13.00	-6.00	0.00
Bloque1	30	13.00	6.00	0.00
Bloque2	30	13.00	-6.00	0.00
Bloque3	30	-13.00	-6.00	0.00
Bloque4	80	13.00	-6.00	3.00
Bloque5	30	13.10	3.60	0.00
Bloque6	0	-9.00	-4.70	0.00
Bloque7	0	-9.00	-1.70	0.00
Bloque8	0	-9.00	1.30	0.00
Bloque9	0	-3.00	1.30	0.00
Bloque10	0	-3.00	-1.70	0.00
Bloque11	0	12.00	-4.70	0.00
Bloque12	0	12.00	-1.70	0.00
Bloque13	0	12.00	1.30	0.00
Bloque14	0	6.00	1.30	0.00
Bloque15	0	6.00	-1.70	0.00
Bloque16	0	8.00	-1.70	0.00
Bloque17	0	8.00	1.30	0.00
Bloque18	0	-6.00	1.30	0.00
Bloque19	0	-6.00	-1.70	0.00
Bloque20	0	-6.00	-4.70	0.00
Bloque21	0	8.00	-4.70	0.00
Bloque22	0	-2.80	-5.20	0.00

2.3 Luminarias del proyecto

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Pot. (W)	Flujo (lm)
A	43	TBS160/436 C3	4 * TL-D36W	144.0	4 * 3350

Potencia total instalada: 6.19 (kW)

2.4 Resultados del cálculo

Cálculos de (l)luminancia:

Cálculo	Tipo	Unidad	Med	Mín/	Med	Mín/Máx
General	Iluminancia en la superficie	lux	387	0.00		0.00

3. Resultados del cálculo

3.1 General: Tabla de texto

Rejilla	: General en Z = 0.80 m											
Cálculo	: Iluminancia en la superficie (lux)											
X (m)	-13.00	-12.00	-11.00	-10.00	-9.00	-8.00	-7.00	-6.00	-5.00	-4.00	-3.00	-2.00
Y (m)												
6.00	13	87	110	87	83	111	113	86	90	119	107	84
5.00	58	431	589	479	437	593	622	460	470	644	591	451
4.00	61	459	700	669	566	701	795	629	583	780	787	609
3.00	48	322	565	635	525	589	696	587	492	650	757	616
2.00	50	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	684
1.00	51	367	519	534	597	566	598	573	590	593	688	778
0.00	58	397	563	574	665	636	646	616	637	648	696	765
-1.00	65	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	778
-2.00	58	363	515	527	632	626	595	577	594	610	698	761
-3.00	53	400	568	578	645	619	662	645	720	759	772	800
-4.00	41	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	678	790	831	0<
-5.00	27	162	362	467	390	423	489	493	473	602	678	0<
-6.00	5	45	98	125	95	102	133	121	100	129	148	119

Continuar >

Media
387Mín/Media
0.00Mín/Máx
0.00Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Continuar >

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-1.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00
Y (m)												
6.00	99	122	99	84	107	119	90	86	113	111	83	87
5.00	535	679	535	451	591	644	470	460	622	593	437	479
4.00	695	872>	695	609	787	780	583	629	795	701	566	669
3.00	678	835	678	616	757	650	492	587	696	589	525	635
2.00	727	822	727	684	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
1.00	752	817	752	778	688	593	590	573	598	566	597	534
0.00	733	793	733	765	696	648	637	616	646	636	665	574
-1.00	773	815	773	778	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
-2.00	754	799	754	761	698	610	594	577	595	626	632	527
-3.00	764	831	764	800	772	759	720	645	662	619	645	578
-4.00	0<	0<	0<	0<	831	790	678	0<	0<	0<	0<	0<
-5.00	0<	0<	0<	0<	678	602	473	493	489	423	390	467
-6.00	126	153	126	119	148	129	100	121	133	102	95	125

Media
387

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	11.00	12.00	13.00
Y (m)			
6.00	110	87	13
5.00	589	431	58
4.00	700	459	61
3.00	565	322	48
2.00	0<	0<	50
1.00	519	367	51
0.00	563	397	58
-1.00	0<	0<	65
-2.00	515	363	58
-3.00	568	400	53
-4.00	0<	0<	41
-5.00	362	162	27
-6.00	98	45	5

Media
387

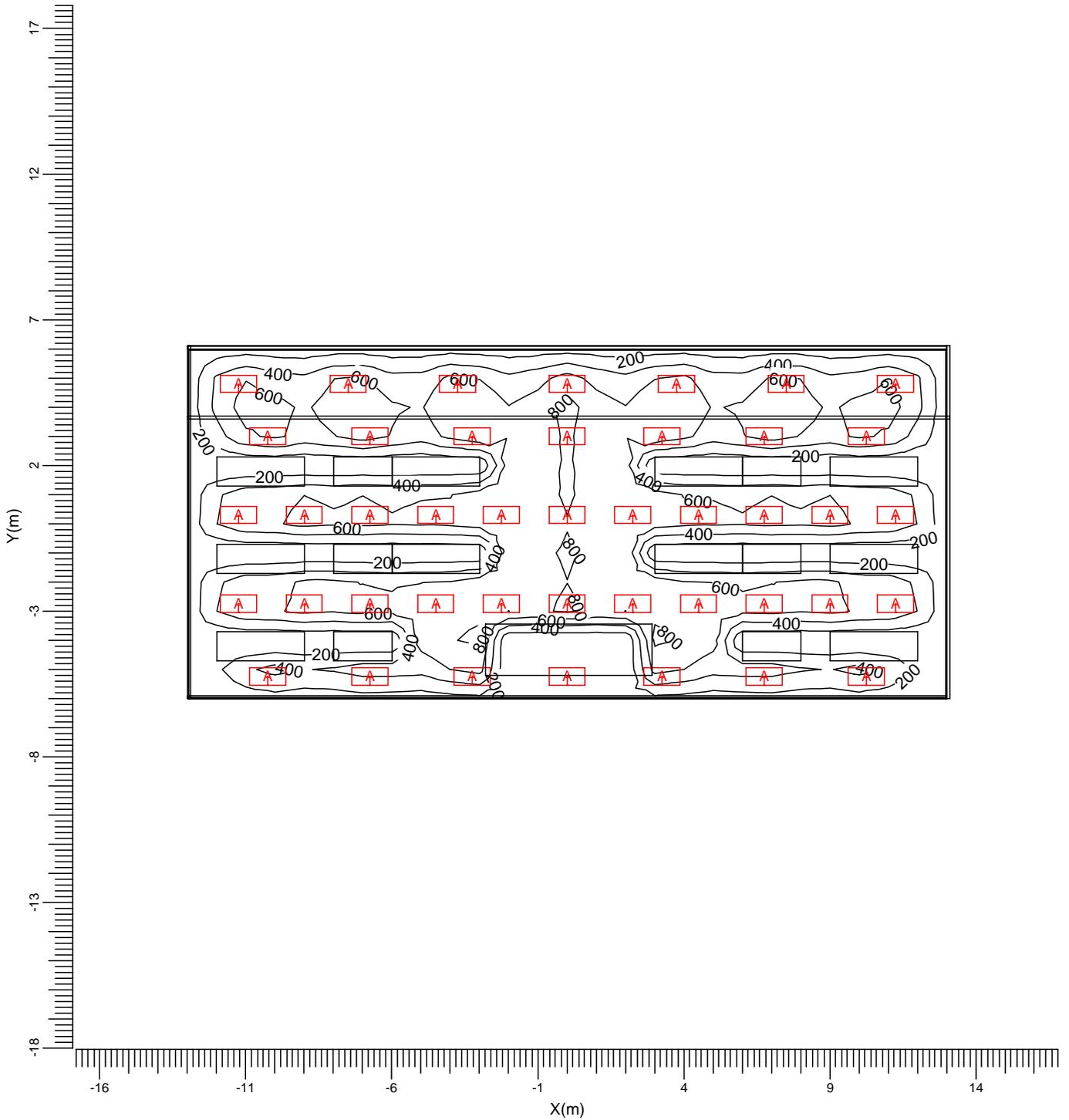
Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

3.2 General: Curvas iso

Rejilla : General en Z = 0.80 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



A TBS160/436 C3

Media
387

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

Escala
1:200

4. Detalles de las luminarias

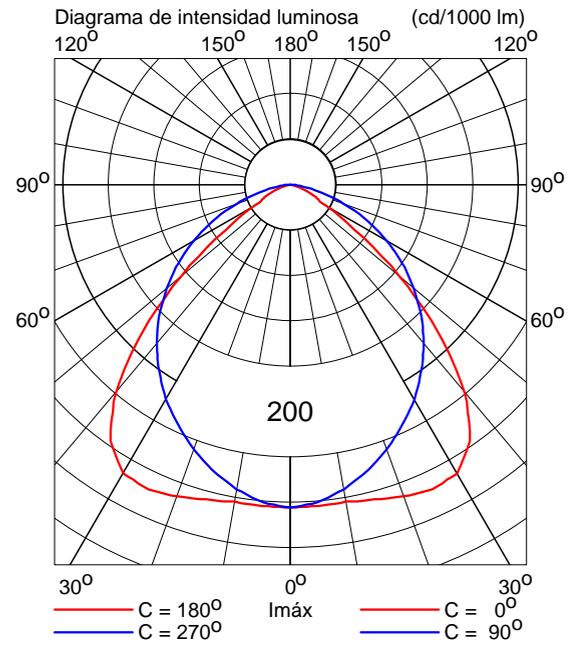
4.1 Luminarias del proyecto

TBS160/436 C3 4xTL-D36W/830



Coeficientes de flujo luminoso

DLOR	: 0.67
ULOR	: 0.00
TLOR	: 0.67
Balasto	: Electronic
Flujo de lámpara	: 3350 lm
Potencia de la luminaria	: 144.0 W
Código de medida	: LVN8828400



5. Datos de la instalación

5.1 Leyendas

Luminarias del proyecto:

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Flujo (lm)
A	43	TBS160/436 C3	4 * TL-D36W	4 * 3350

5.2 Posición y orientación de las luminarias

Ctad. y código	Posición			Apuntamiento: Angulos		
	X [m]	Y [m]	Z [m]	Rot.	Inclin90	Inclin0
1 * A	-11.25	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-11.25	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-11.25	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-10.25	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-10.25	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-9.00	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-9.00	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-7.50	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-6.75	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-6.75	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-6.75	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-6.75	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-4.50	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-4.50	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-3.75	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-3.25	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-3.25	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.25	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.25	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	0.00	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	2.25	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	2.25	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	3.25	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	3.25	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	3.75	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	4.50	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	4.50	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	6.75	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	6.75	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	6.75	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	6.75	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	7.50	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0

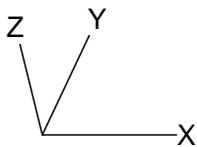
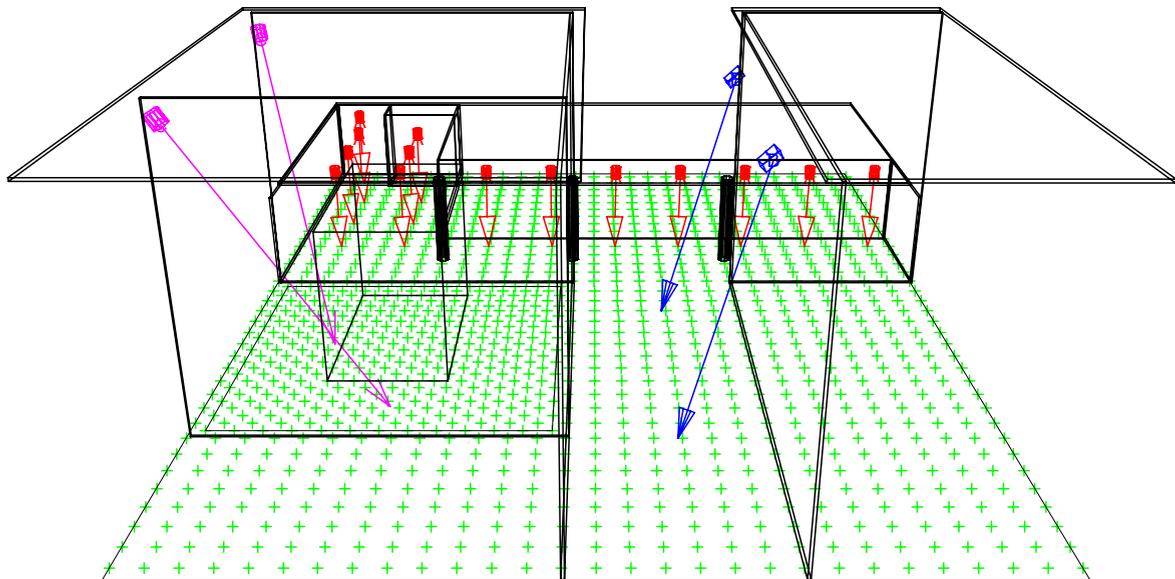
Cdad. y código	Posición			Apuntamiento:Angulos		
	X [m]	Y [m]	Z [m]	Rot.	Inclin90	Inclin0
1 * A	9.00	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	9.00	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	10.25	-5.25	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	10.25	3.00	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	11.25	-2.75	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	11.25	0.30	3.00	0.0	0.0	0.0
1 * A	11.25	4.80	3.00	0.0	0.0	0.0

Índice del contenido

1.	Descripción del proyecto	2
1.1	Vista 3-D del proyecto	2
1.2	Vista superior del proyecto	3
2.	Resumen	4
2.1	Información general	4
2.2	Información Obstáculos	4
2.3	Luminarias del proyecto	4
2.4	Resultados del cálculo	4
3.	Resultados del cálculo	5
3.1	General: Tabla de texto	5
3.2	General: Curvas iso	11
3.3	General1: Tabla de texto	12
3.4	General1: Curvas iso	14
4.	Detalles de las luminarias	15
4.1	Luminarias del proyecto	15
5.	Datos de la instalación	17
5.1	Leyendas	17
5.2	Posición y orientación de las luminarias	17

1. Descripción del proyecto

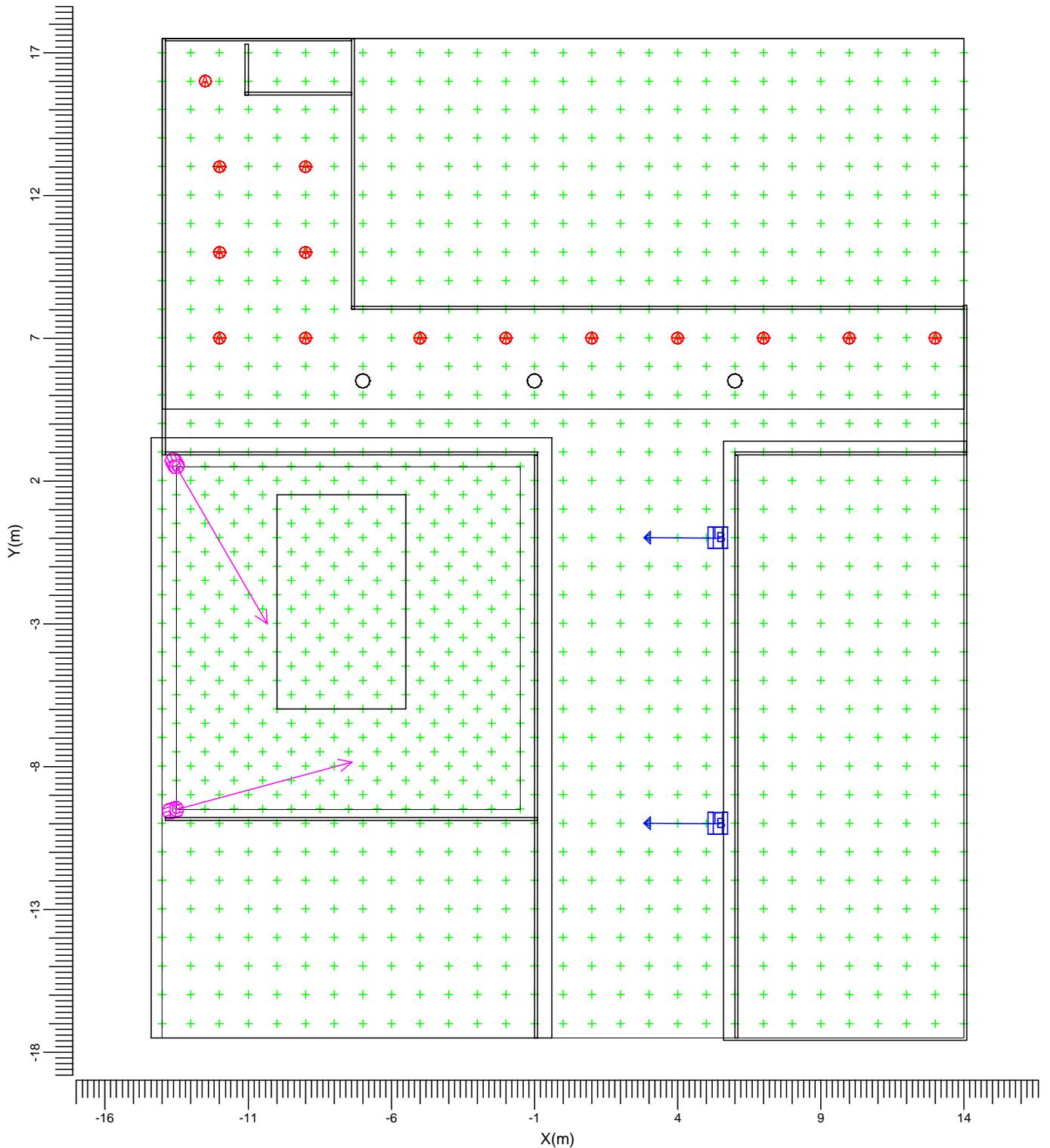
1.1 Vista 3-D del proyecto



A  MPK188/150 AR-FR-D412
 C  MVF403 CAT-A7

B  SNF111 NB/58

1.2 Vista superior del proyecto



- | | | | | | |
|---|---|-----------------------|---|---|--------------|
| A | → | MPK188/150 AR-FR-D412 | B | → | SNF111 NB/58 |
| C | → | MVF403 CAT-A7 | | | |

Escala
1:200

2. Resumen

2.1 Información general

El factor de mantenimiento general utilizado en este proyecto es 0.75.

2.2 Información Obstáculos

Obstáculo	% de transparencia	Posición		
		X [m]	Y [m]	Z [m]
Bloque	30	6.00	-17.50	0.00
Bloque1	30	-1.00	-17.50	0.00
Bloque2	30	14.00	3.00	0.00
Bloque3	30	14.10	2.90	0.00
Bloque4	0	14.00	8.00	0.00
Bloque5	30	-0.90	2.90	0.00
Bloque6	30	-7.40	8.00	0.00
Bloque7	30	-14.00	2.90	0.00
Bloque8	30	-7.40	17.40	0.00
Bloque9	30	-7.40	15.50	0.00
Bloque10	30	-11.10	15.50	0.00
Bloque11	0	-14.40	-17.50	12.00
Bloque12	30	5.60	-17.60	12.00
Bloque13	30	14.00	4.50	4.00
Pilar	30	6.00	5.50	0.00
Pilar1	30	-1.00	5.50	0.00
Pilar2	30	-7.00	5.50	0.00
Bloque14	30	-0.90	-9.90	0.00
Bloque15	0	-10.00	-6.00	0.00

2.3 Luminarias del proyecto

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Pot. (W)	Flujo (lm)
A	14	MPK188/150 AR-FR-D412	1 * CDM-TP150W	157.0	1 * 13000
B	2	SNF111 NB/58	2 * HPI-TP400W	-	2 * 35000
C	2	MVF403 CAT-A7	1 * MHN-SA1800W/230V/956	1885.0	1 * 155000

Potencia total instalada: - (kW)

2.4 Resultados del cálculo

Cálculos de (I)luminancia:

Cálculo	Tipo	Unidad	Med	Mín	Med	Mín	Máx
General	Iluminancia en la superficie	lux	155	0.00	0.00		
General1	Iluminancia en la superficie	lux	377	0.00	0.00		

3. Resultados del cálculo

3.1 General: Tabla de texto

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-14.00	-13.00	-12.00	-11.00	-10.00	-9.00	-8.00	-7.00	-6.00	-5.00	-4.00	-3.00
Y (m)												
17.00	38	147	147	43	53	42	24	4	7	4	3	2
16.00	53	242	269	62	86	69	44	27	15	7	4	3
15.00	65	239	283	316	330	199	150	39	28	12	6	4
14.00	76	274	348	363	352	299	196	47	36	17	7	4
13.00	85	353	503	453	418	429	267	60	46	22	9	5
12.00	81	316	420	443	430	387	278	72	58	25	10	6
11.00	80	315	429	466	463	422	306	78	60	26	10	5
10.00	83	364	535	530	529	534	360	82	55	25	8	5
9.00	78	309	424	465	470	422	307	78	37	17	7	4
8.00	73	280	388	427	436	430	382	0<	0<	0<	0<	0<
7.00	62	273	426	389	397	472	372	308	260	327	220	246
6.00	50	202	277	285	293	315	292	274	252	247	224	244
5.00	60	208	250	287	289	266	212	267	195	229	244	253
4.00	53	185	209	246	250	203	209	223	192	181	215	201
3.00	40	88	90	96	101	98	97	87	75	65	49	42
2.00	254	276	309	362	450	414	389	312	211	145	117	93
1.00	302	383	529	665	0<	0<	0<	0<	0<	6	6	6
0.00	448	695	850	902	0<	0<	0<	0<	0<	3	4	4
-1.00	682	869	965	907	0<	0<	0<	0<	0<	2	2	3
-2.00	741	864	947	958	0<	0<	0<	0<	0<	1	2	2
-3.00	624	820	1068	1151	0<	0<	0<	0<	0<	1	1	1
-4.00	585	875	1085	1177>	0<	0<	0<	0<	0<	1	1	1
-5.00	610	790	989	1148	0<	0<	0<	0<	0<	1	1	260
-6.00	544	661	862	1095	0<	0<	0<	0<	0<	494	399	295
-7.00	443	536	761	1065	1172	797	872	808	693	539	428	324
-8.00	379	465	649	1031	1128	761	898	860	741	560	450	344
-9.00	359	404	534	888	1026	948	852	839	722	548	440	344
-10.00	186	103	125	206	267	264	221	229	194	146	116	96
-11.00	144	85	100	150	213	212	183	186	164	126	93	79
-12.00	109	71	80	106	154	166	129	128	129	106	77	64

Continuar >

Media 155 Mín/Media 0.00 Mín/Máx 0.00 Factor mantenimiento proy. 0.75

< Continuar

Continuar >

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-14.00	-13.00	-12.00	-11.00	-10.00	-9.00	-8.00	-7.00	-6.00	-5.00	-4.00	-3.00
Y (m)												
-13.00	57	61	63	79	106	125	99	87	94	77	59	52
-14.00	48	51	51	58	74	86	78	64	70	58	45	39
-15.00	40	41	41	45	51	56	57	45	48	46	36	29
-16.00	28	33	34	34	37	40	42	32	33	33	28	21
-17.00	18	24	27	27	28	29	30	23	21	22	20	16

Media
155

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Continuar >

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-2.00	-1.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00
Y (m)												
17.00	2	1	1	1	2	3	3	4	3	3	3	0
16.00	2	2	1	2	2	3	4	5	4	4	3	0
15.00	3	2	2	2	3	5	6	7	6	4	1	0
14.00	3	2	2	3	4	6	8	8	7	5	1	0
13.00	3	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
12.00	4	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0
11.00	3	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10.00	3	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
9.00	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
8.00	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<	0<
7.00	377	257	265	422	367	433	556	398	285	383	256	253
6.00	297	250	260	346	386	475	517	414	281	302	249	246
5.00	212	187	263	324	423	530	510	407	294	208	246	243
4.00	189	208	176	271	436	576	482	327	326	187	191	198
3.00	38	38	105	183	372	535	427	311	79	35	32	29
2.00	70	21	74	143	324	475	377	283	66	51	34	28
1.00	6	21	62	138	324	482	382	273	62	46	31	24
0.00	5	4	47	135	330	502	398	284	65	46	30	24
-1.00	3	4	42	136	337	512	408	286	67	48	30	24
-2.00	2	3	41	138	356	538	437	314	74	52	32	23
-3.00	2	3	41	141	383	598	490	347	74	48	31	23
-4.00	1	2	59	143	372	586	489	312	64	45	30	23
-5.00	184	40	63	142	347	548	480	304	61	45	31	23
-6.00	207	45	66	148	372	586	488	311	63	45	30	23
-7.00	228	49	70	157	385	599	489	345	74	47	30	22
-8.00	243	52	71	155	363	541	435	312	73	50	30	22
-9.00	247	52	72	152	345	515	405	282	65	46	28	21
-10.00	72	16	47	132	326	496	390	272	62	42	27	20
-11.00	63	15	44	122	307	464	364	254	58	41	25	19
-12.00	52	13	41	112	290	441	344	249	59	40	24	17

Media
155

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Continuar >

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-2.00	-1.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00
Y (m)												
-13.00	44	11	39	107	286	448	351	244	53	33	21	16
-14.00	35	9	33	92	242	382	303	183	39	28	19	15
-15.00	27	7	25	71	179	286	258	171	36	26	18	13
-16.00	20	6	17	53	141	230	222	168	35	25	17	12
-17.00	14	5	13	46	114	180	180	145	32	23	15	10

Media
155

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Continuar >

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00
Y (m)					
17.00	0	0	0	0	0
16.00	0	0	0	0	0
15.00	0	0	0	0	0
14.00	0	0	0	0	0
13.00	0	0	0	0	0
12.00	0	0	0	0	0
11.00	0	0	0	0	0
10.00	0	0	0	0	0
9.00	0	0	0	0	0
8.00	0<	0<	0<	0<	0<
7.00	373	240	205	274	44
6.00	292	234	205	198	40
5.00	253	235	216	177	40
4.00	176	190	181	141	34
3.00	27	27	25	23	5
2.00	24	22	20	18	16
1.00	21	18	16	15	14
0.00	20	18	15	14	13
-1.00	19	17	15	13	12
-2.00	19	16	14	13	12
-3.00	19	16	14	13	12
-4.00	18	15	14	13	12
-5.00	18	15	14	13	12
-6.00	18	15	13	13	12
-7.00	18	15	13	13	12
-8.00	18	15	13	12	12
-9.00	17	15	13	12	11
-10.00	17	15	13	12	11
-11.00	16	14	12	11	10
-12.00	14	13	11	10	10

Media
155

Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00
Y (m)					
-13.00	13	11	10	10	9
-14.00	12	10	9	8	8
-15.00	11	9	8	8	7
-16.00	9	8	7	7	6
-17.00	8	7	6	6	6

Media
155

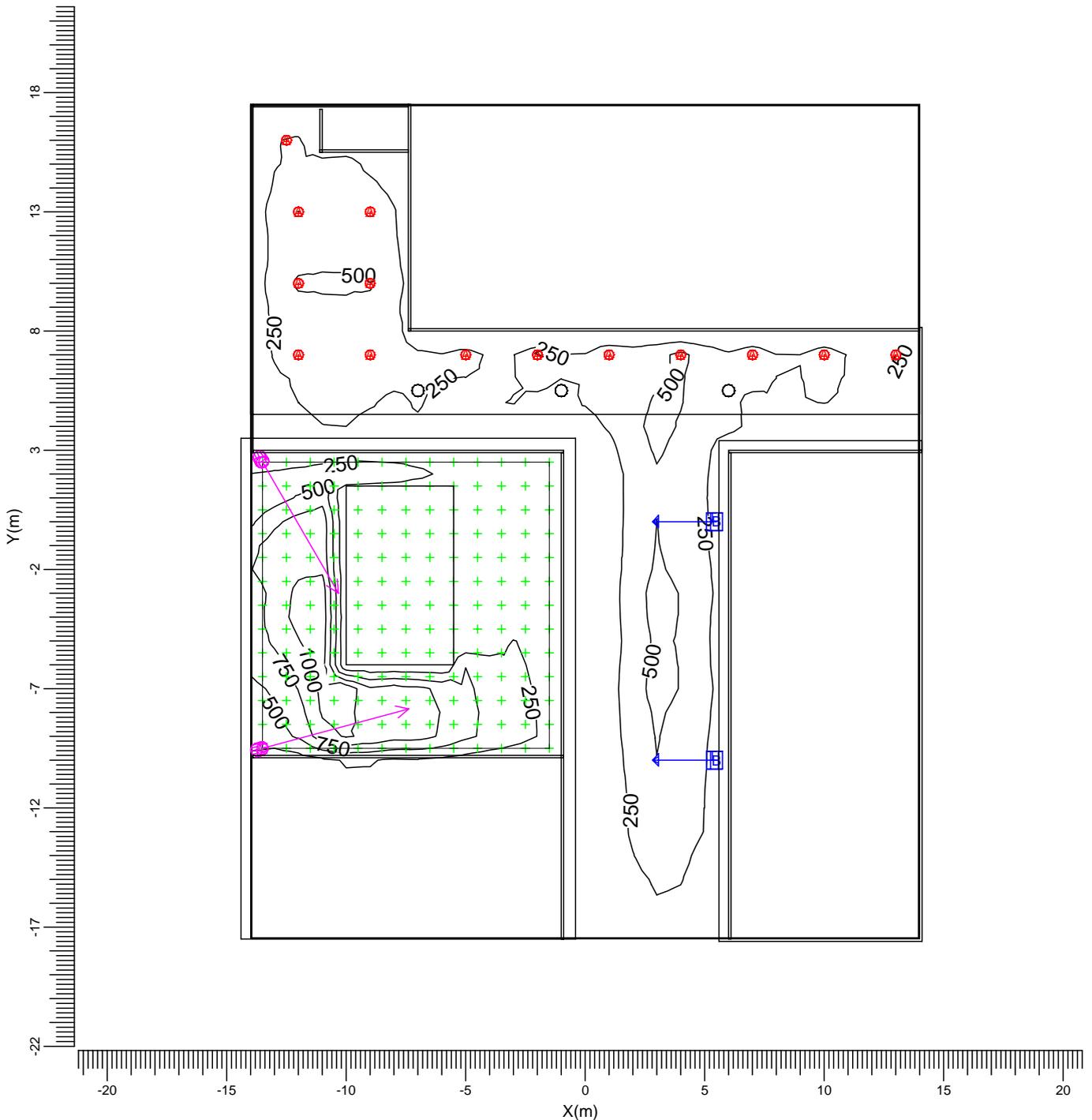
Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

3.2 General: Curvas iso

Rejilla : General en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



- A → MPK188/150 AR-FR-D412
- B → SNF111 NB/58
- C → MVF403 CAT-A7

Media 155	Mín/Media 0.00	Mín/Máx 0.00	Factor mantenimiento proy. 0.75	Escala 1:250
--------------	-------------------	-----------------	------------------------------------	-----------------

3.3 General1: Tabla de texto

Rejilla	: General1 en Z = 0.00 m											
Cálculo	: Iluminancia en la superficie (lux)											
X (m)	-13.50	-12.50	-11.50	-10.50	-9.50	-8.50	-7.50	-6.50	-5.50	-4.50	-3.50	-2.50
Y (m)												
2.50	256	264	282	320	318	332	308	249	179	122	91	73
1.50	291	340	429	554	0<	0<	0<	0<	0<	150	126	90
0.50	420	630	782	798	0<	0<	0<	0<	0<	5	5	5
-0.50	698	895	925	923	0<	0<	0<	0<	0<	2	3	3
-1.50	800	958	916	928	0<	0<	0<	0<	0<	2	2	3
-2.50	749	935	1064	1102	0<	0<	0<	0<	0<	1	1	2
-3.50	706	967	1168>	1142	0<	0<	0<	0<	0<	1	1	1
-4.50	751	952	1129	1143	0<	0<	0<	0<	0<	1	1	1
-5.50	652	831	1047	1107	0<	0<	0<	0<	0<	1	327	234
-6.50	545	674	979	1138	723	821	818	726	569	465	361	263
-7.50	440	566	905	1144	1108	834	887	792	630	496	389	284
-8.50	396	491	783	1045	1050	783	884	794	649	503	404	298
-9.50	357	405	587	931	988	784	833	754	606	461	376	288

Continuar >

Media
377Mín/Media
0.00Mín/Máx
0.00Factor mantenimiento proy.
0.75

< Continuar

Rejilla : General1 en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)

X (m)	-1.50
Y (m)	
2.50	63
1.50	67
0.50	6
-0.50	4
-1.50	3
-2.50	3
-3.50	2
-4.50	143
-5.50	164
-6.50	183
-7.50	197
-8.50	204
-9.50	203

Media
377

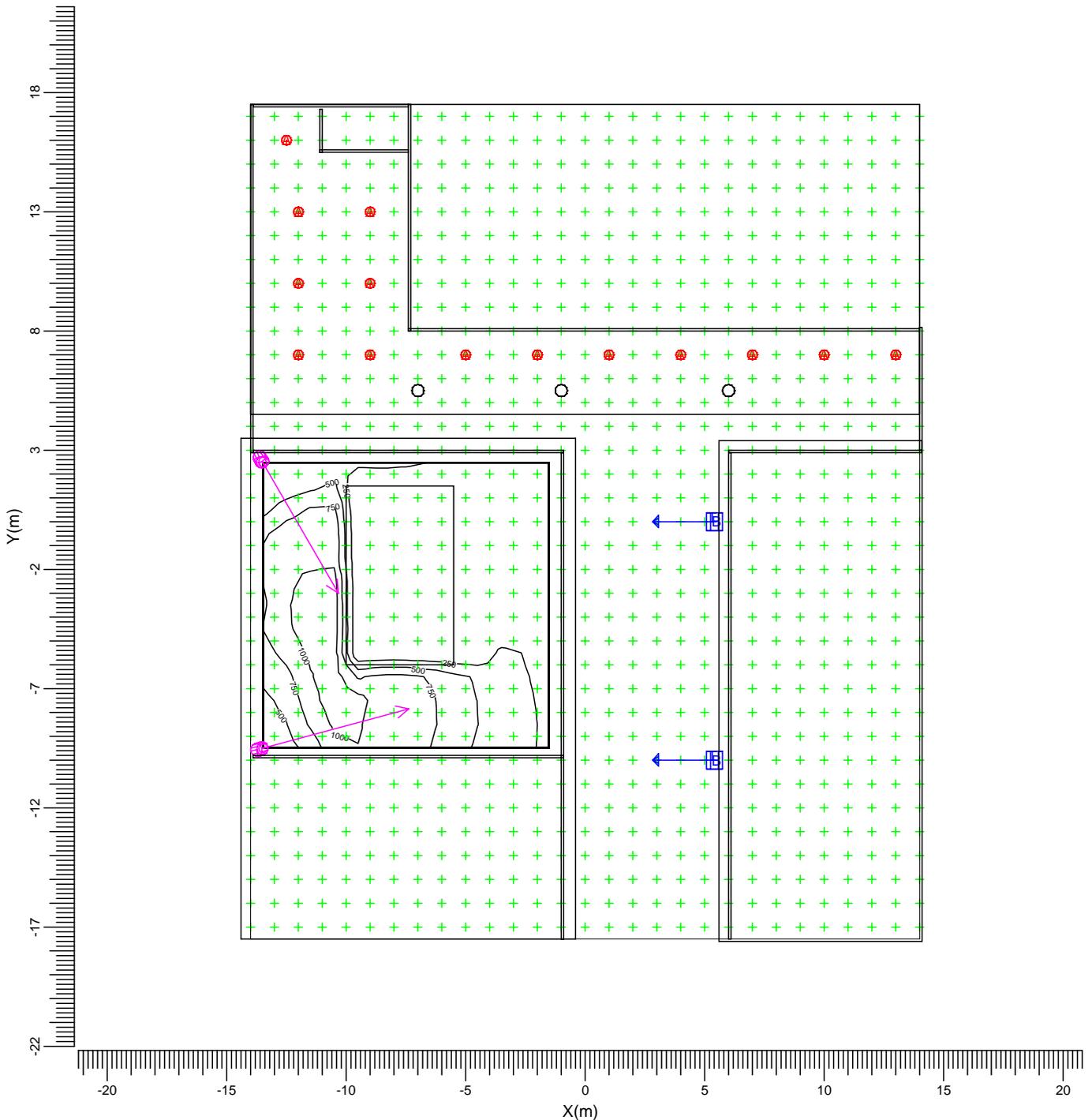
Mín/Media
0.00

Mín/Máx
0.00

Factor mantenimiento proy.
0.75

3.4 General1: Curvas iso

Rejilla : General1 en Z = 0.00 m
 Cálculo : Iluminancia en la superficie (lux)



- | | | | | | |
|---|--|-----------------------|---|--|--------------|
| A | | MPK188/150 AR-FR-D412 | B | | SNF111 NB/58 |
| C | | MVF403 CAT-A7 | | | |

Media 377	Mín/Media 0.00	Mín/Máx 0.00	Factor mantenimiento proy. 0.75	Escala 1:250
--------------	-------------------	-----------------	------------------------------------	-----------------

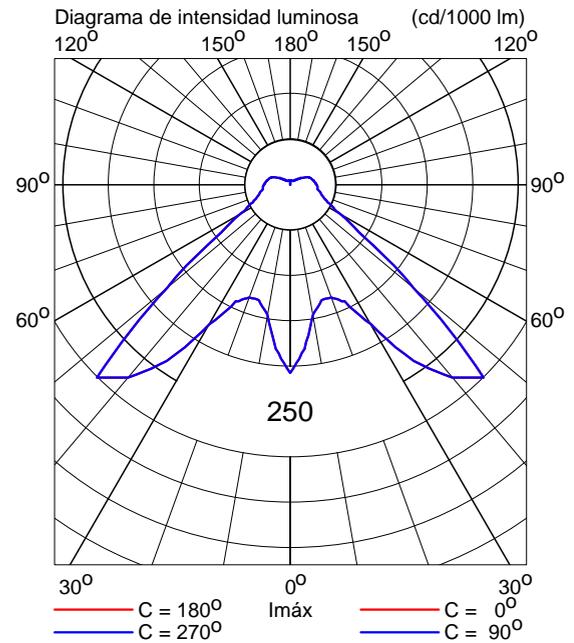
4. Detalles de las luminarias

4.1 Luminarias del proyecto

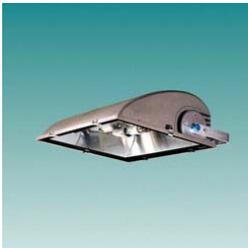
MPK188/150 AR-FR-D412 1xCDM-TP150W/830



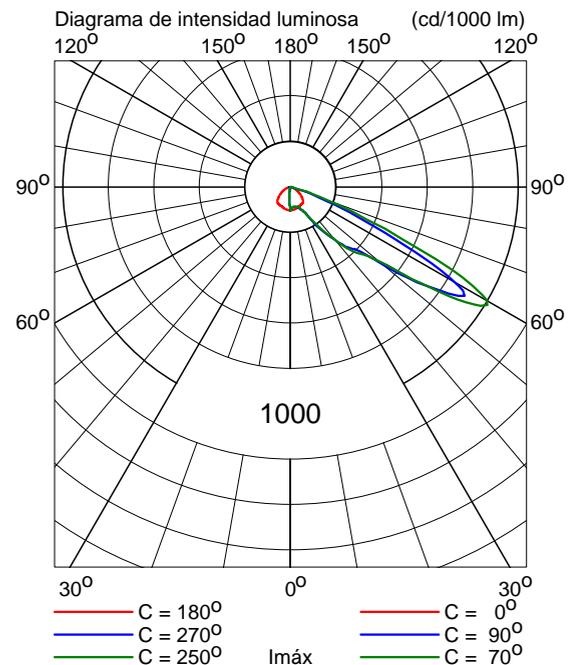
Coeficientes de flujo luminoso
 DLOR : 0.69
 ULOR : 0.10
 TLOR : 0.79
 Balasto : Electronic
 Flujo de lámpara : 13000 lm
 Potencia de la luminaria : 157.0 W
 Código de medida : LVC0608340



SNF111 NB/58 2xHPI-TP400W/643



Coeficientes de flujo luminoso
 DLOR : 0.60
 ULOR : 0.00
 TLOR : 0.60
 Balasto : Standard
 Flujo de lámpara : 35000 lm
 Código de medida : LVW1034700



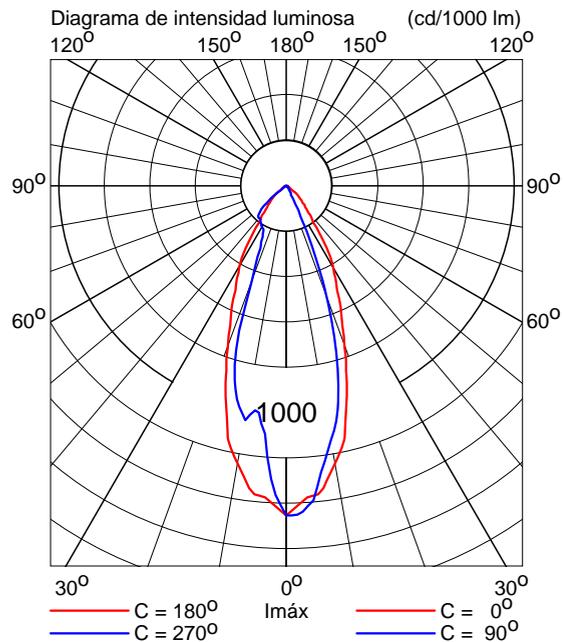
MVF403 CAT-A7 1xMHN-SA1800W/230V/956



Coeficientes de flujo luminoso

DLOR : 0.78
 ULOR : 0.00
 TLOR : 0.78

Balasto : Standard
 Flujo de lámpara : 155000 lm
 Potencia de la luminaria : 1885.0 W
 Código de medida : LVM0012400



5. Datos de la instalación

5.1 Leyendas

Luminarias del proyecto:

Código	Ctad.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Flujo (lm)
A	14	MPK188/150 AR-FR-D412	1 * CDM-TP150W	1 * 13000
B	2	SNF111 NB/58	2 * HPI-TP400W	2 * 35000
C	2	MVF403 CAT-A7	1 * MHN-SA1800W/230V/956	1 * 155000

5.2 Posición y orientación de las luminarias

Ctad. y código	Posición			Apuntamiento:Angulos		
	X [m]	Y [m]	Z [m]	Rot.	Inclin90	Inclin0
1 * C	-13.50	-9.50	11.00	15.0	30.0	0.0
1 * C	-13.50	2.50	11.00	-60.0	30.0	0.0
1 * A	-12.50	16.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-12.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-12.00	10.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-12.00	13.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-9.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-9.00	10.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-9.00	13.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-5.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	-2.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	1.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	4.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * B	5.50	-10.00	10.00	180.0	15.0	0.0
1 * B	5.50	0.00	10.00	180.0	15.0	0.0
1 * A	7.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	10.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0
1 * A	13.00	7.00	3.50	0.0	0.0	0.0