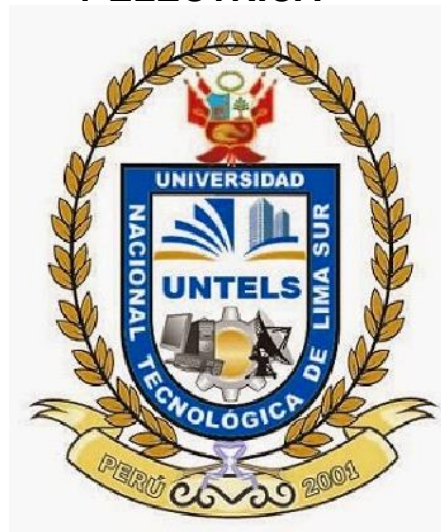


UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR

UNTELS

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA
Y AMBIENTAL**

**CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
Y ELÉCTRICA**



**TEMA ESPECIFICO DE ACTUALIDAD
PROYECTO DE INGENIERIA**

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGIZACIÓN
FOTOVOLTAICO APLICADO A LA ESTACIÓN BASE DE
TELECOMUNICACIONES CERRILLO - AREQUIPA”**

**PRESENTADO POR
JORGE JULIÁN ENCISO VARGAS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**LIMA – PERÚ
2016**

"Año de la Diversificación Productiva y del Fortalecimiento de la Educación"

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y AMBIENTAL

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TEMA DE ACTUALIDAD PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

En Villa El Salvador siendo las 18:30 del día lunes, 16 de noviembre de 2015, se reunieron en el Salón de Grados los Miembros del Jurado Evaluador del Tema de Actualidad integrado por:

Presidente : Ing. MARTÍN ISMAEL GONZALES BUSTAMANTE
Secretario : Ing. ELISEO PAEZ APOLINARIO
Vocal : Ing. ALVARO ENRIQUE CHÁVEZ ZUBIETA

CIP N° 036182
CIP N° 19569
CIP N° 109559

Nombrados según RESOLUCIÓN DE FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y AMBIENTAL N° 368-2015-CO-P-FIMEA, de fecha 10 de noviembre de 2015

Se inició la Sesión Pública de Sustentación y Evaluación correspondiente, para obtener el Título Profesional en Ingeniero Mecánico Electricista, bajo la modalidad de Actualización Profesional. (Resolución de Comisión Organizadora N° 023-2012-UNTECS de fecha 20 de setiembre 2012, donde se APROBÓ la ratificación del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad Nacional Tecnológica del Cono Sur de Lima y el Reglamento del Examen de Suficiencia Profesional para la Obtención de Título Profesional siendo que el Art 6° del precitado Reglamento del Examen de Suficiencia Profesional para la Obtención de Título Profesional establece que "El Examen de Suficiencia Profesional comprende dos etapas: a) Examen de Conocimientos Profesionales y b) Sustentación de un Tema Especifico de Actualidad"), en la que

El bachiller: ENCISO VARGAS, Jorge Julian

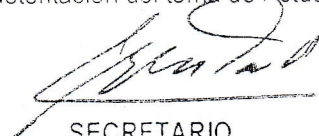
Sustentó su tema de Actualidad:

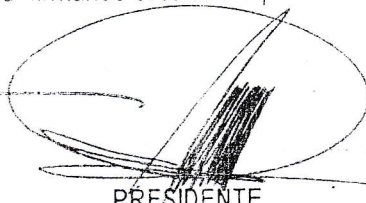
DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGIZACIÓN FOTOVOLTAICO APLICADO A LA ESTACIÓN BASE DE TELECOMUNICACIONES CERRILLO - AREQUIPA

Concluida la Sustentación del tema de Actualidad, se procedió a la calificación correspondiente según el siguiente detalle:

Condición Aprobado con nota Diecinueve
Equivalente Excelente De acuerdo al Art. 45° del Reglamento de Examen de Suficiencia Profesional para la Obtención del Título Profesional.

Siendo las 19:30 del día lunes, 16 de noviembre de 2015, se dio por concluido el acto de sustentación del tema de Actualidad firmando el Jurado la presente Acta


SECRETARIO
ELISEO PAEZ APOLINARIO
Ingeniero Mecánico - Electricista
D.E. 1111


PRESIDENTE


VOCAL
ALVARO ENRIQUE CHÁVEZ ZUBIETA
INGENIERO ELECTRÓNICO
Reg. CIP N° 109559

"Año de la Diversificación Productiva y del Fortalecimiento de la Educación"

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y AMBIENTAL

ACTA FINAL DEL EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

En Villa El Salvador siendo las 19:30 del lunes, 16 de noviembre de 2015, se reunieron en el Salón de Grados los Miembros del Jurado Evaluador del Examen de Suficiencia Profesional integrado por:

Presidente : Ing. MARTÍN ISMAEL GONZALES BUSTAMANTE CIP N° 036182
Secretario : Ing. ELISEO PAEZ APOLINARIO CIP N° 19569
Vocal : Ing. ALVARO ENRIQUE CHÁVEZ ZUBIETA CIP N° 209559

Nombrados según RESOLUCIÓN DE FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y AMBIENTAL N° 368-2015-CO-P-FIMEA, de fecha 10 de noviembre de 2015

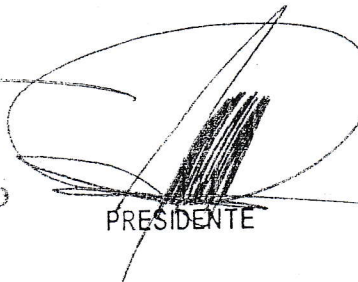
Concluida la Sustentación del Tema de Actualidad se procede a registrar la nota obtenida en el Examen de Conocimientos Profesionales y la nota obtenida en la Sustentación del Tema Específico de Actualidad, para obtener el Promedio Final del Examen de Suficiencia.

BACHILLEREVALUADO (A): ENCISO VARGAS, Jorge Julian

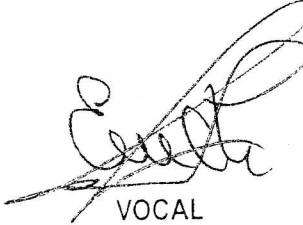
NOTA DEL EXAMEN DE CONOCIMIENTOS PROFESIONALES	NOTA DE SUSTENTACION DEL TEMA ESPECIFICO DE ACTUALIDAD	PROMEDIO	CONDICION	EQUIVALENTE
12	19	16	Aprobado	Bueno


SECRETARIO

ELISEO PAEZ APOLINARIO
Ingeniero Mecánico - Electricista
C.I.P. 19569


PRESIDENTE

MARTÍN ISMAEL GONZALES
BUSTAMANTE
Ingeniero Mecánico - Electricista
Reg. C.I.P. 036182


VOCAL
ALVARO ENRIQUE
CHÁVEZ ZUBIETA
INGENIERO ELECTRÓNICO
Reg. C.I.P. N° 209559

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo mantenido a través del tiempo.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios, que siempre me guía a mi hermana Cecilia que desde el cielo me cuida.

Agradezco especialmente a mi alma mater la UNTELS, donde aprendí y conocí a buenas personas, compañeros, profesores, administrativos, etc. A todos ellos muchas gracias.

A mi mamá y mi papá que durante estos años me apoyaron incondicionalmente, siempre estuvieron al pendiente de mí a pesar de la distancia, gracias también porque cualquier cosa que necesitaba o que me faltaba hacían un sacrificio por brindármelo y por sus visitas sorpresa. No hay palabras para agradecerles lo que hicieron por mí.

A mi pareja Reyna que desde el principio me brindó su apoyo, estuvo conmigo en apoyándome en mi etapa de estudiante y aún más ahora como padres.

A mi hija Gabriela que es la motivación más fuerte para lograr esta meta; aunque aún es pequeña ya ocupa un gran lugar en mi corazón.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	10
CAPÍTULO I:.....	12
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	12
1.1. Descripción de la Realidad Problemática.....	12
1.2. Justificación del proyecto.	13
1.3. Delimitación del proyecto.	13
1.4. Formulación del Problema.....	14
1.5. Objetivos	15
CAPÍTULO II:.....	16
MARCO TEÓRICO	16
2.1. Antecedentes de la Investigación.....	16
2.2. Bases Teóricas.	18
2.3. Marco Conceptual.....	63
CAPÍTULO III:.....	69
DISEÑO ELÉCTRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	69
3.1. Análisis del sistema Fotovoltaico.....	69
3.2. Diseño del sistema de energización Fotovoltaico para la EBT Cerrillo- Arequipa.....	70
3.3. Revisión y consolidación de resultados.	101
CONCLUSIONES	108
RECOMENDACIONES	109
BIBLIOGRAFIA	111
ANEXOS	112

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Efecto fotovoltaico.	18
Figura 2: Célula Solar Fotovoltaica.....	19
Figura 3: Esquema de la composición de un panel.....	20
Figura 4: Tipos de módulos fotovoltaicos.	22
Figura 5: Módulos fotovoltaicos.	23
Figura 6: Baterías Monobloc.....	25
Figura 7: Batería Estacionaria Transparente.....	26
Figura 8: Baterías herméticas sin mantenimiento.	27
Figura 9: Control en serie de módulos fotovoltaicos.	31
Figura 10: Control en paralelo de módulos fotovoltaicos.	32
Figura 11: Diagrama de Conexiones de los elementos de un sistema FV.	34
Figura 12: Horas de sol pico.....	35
Figura 13: Incidencia de la radiación solar	36
Figura 14: Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano.....	37
Figura 15: Curva I-V (a 1kW/m ²) Fuente: Catalogo modulo A-50M Atersa.....	39
Figura 16: Ejemplo de conexión en paralelo de paneles.	40
Figura 17: Ejemplo de conexión en serie de paneles.....	41
Figura 18: Ejemplo de conexión mixta de paneles.....	41
Figura 19: Elementos que componen una EBT.....	43
Figura 20: Tablero eléctrico.	45
Figura 21: Luz de balizaje.....	46
Figura 22: Pozo de tierra.	47
Figura 23: Pozo y barra de tierra.	47
Figura 24: Rayo incidiendo en un pararrayo.	48
Figura 25: Partes de un pararrayo tipo PDC.	50
Figura 26: Tipos de pararrayos Franklin.....	52
Figura 27: Caja de protección DC, con fusibles y varistores.....	55
Figura 28: Equipo Radio Base - Ericson 2106 tipo Outdoor	58
Figura 29: Equipo Radio Base - Ericsson 2206 tipo Indoor.	58
Figura 30: Antena satelital EBT Cabana sur - Ayacucho.....	59
Figura 31: Antena MW Huawei - EBT Villacuri Ica	59

Figura 32: Torre autosoportada.	60
Figura 33: Torre monopolo.	60
Figura 34: Torre ventada.	61
Figura 35: Torre arriostrada.	61
Figura 36: Antena Celular – Vista frontal.	62
Figura 37: Antena celular - vista trasera.	62
Figura 38: Ubicación del candidato de la EBT.	70
Figura 39: Vista real del punto cero.	71
Figura 40: Configuración del sistema Autónomo (Off grid)	73
Figura 41: Fusible y portafusible de protección DC.	93
Figura 42: SPD Eaton	94
Figura 43: Interruptor DC, Fuente ABB	94
Figura 44: Supresor de transientes de voltaje.	95
Figura 45: Luminaria DC tipo Led Tube.	98
Figura 46: Interruptores y tomacorrientes del tipo microbox.	98
Figura 47: Baliza AV-OL-ILAB-12.	99
Figura 48: Tablero AC.	100
Figura 49: Diagrama en bloques del SFV.	101
Figura 50: Ubicación de los equipos en planta.	103
Figura 51: Ubicación de los equipos en primer nivel.	103
Figura 52: Unifilar del tablero de conexiones.	104
Figura 53: Unifilar del tablero general DC.	104
Figura 54: Unifilar del tablero general AC.	105
Figura 55: Pararrayo y luz de balizaje.	105
Figura 56: Sistema de aterramiento para DC.	106
Figura 57: Sistema de Aterramiento para AC.	106
Figura 58: Simulación exterior de la EBT Cerrillo.	107
Figura 59: Simulación interior de la EBT Cerrillo.	107

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Tabla de inclinaciones en función de la latitud.	38
Tabla 2: Selección de conductores para conexión a tierra del pararrayo.	53
Tabla 3: Datos climatológicos del candidato.	72
Tabla 4: Cuadro de cargas	72
Tabla 5: Rendimientos del Sistema FV.	74
Tabla 6: Cuadro de demanda energética diaria en AC y en DC.	74
Tabla 7: Características de paneles estudiados.	77
Tabla 8: Datos técnicos de la batería Enersol 250.	82
Tabla 9: Características Eléctricas del regulador LEO3.	85
Tabla 10: Características eléctricas del inversor TAURO.	86
Tabla 11: Porcentajes de caída de tensión.	89
Tabla 12: Dimensionamiento de conductores en DC.	89
Tabla 13: Dimensionamiento de conductores en AC.	91
Tabla 14: Tabla de protecciones en DC.	92
Tabla 15: Tipo de protecciones.	93
Tabla 16: Tabla de protecciones en AC.	95

LISTADO DE ANEXOS.

ANEXO 1: Datos De Meteorología De La Ubicación De La EBT.....	113
ANEXO 2: Ficha Técnica Del Panel Seleccionado.	114
ANEXO 3: Ficha Técnica De La Batería Seleccionada.....	115
ANEXO 4: Ficha técnica del regulador seleccionado.....	116
ANEXO 5: Ficha Técnica del Inversor seleccionado.....	117
ANEXO 6: Ficha Técnica del conductor eléctrico en DC.	118
ANEXO 6: Especificaciones de la luz de Baliza AV-OL-ILAB.	120
ANEXO 7: Tablas De Referencia CNE.....	121
ANEXO 8: Resultados del Estudio de Resistividad.....	123
ANEXO 9: Limitador de sobretensión.....	124
ANEXO 10: Interruptores termomagnéticos en DC ABB.....	125
ANEXO 11: Plano IE-01 Diagrama Unifilar.....	126
ANEXO 12: Plano IE-02 Cuadro de cargas.....	127
ANEXO 13: Plano IE-03 Planta General de alimentadores 1° piso.	128
ANEXO 14: Plano IE-04 Planta General de alimentadores 2° piso.	129
ANEXO 15: Plano IE-05 Sistema de alumbrado y tomacorrientes.	130
ANEXO 16: Plano IE-06 Sistema de Aterramiento AC - 1° piso	131
ANEXO 17: Plano IE-07 Sistema de aterramiento DC - 1° piso.	132
ANEXO 18: Plano IE-08 Sistema de aterramiento DC - 2° piso.	133

INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos, que permiten la generación de electricidad a partir de la radiación solar, constituyen una alternativa importante en aplicaciones en que se requiere alimentar equipos eléctricos en áreas que se encuentran excesivamente alejadas de la red eléctrica, o en que las condiciones del terreno circundante imposibilita la extensión de las líneas de transmisión para cubrir las necesidades de electrificación en estas zonas.

Para llevar a cabo este proyecto de ingeniería para la generación de energía eléctrica utilizando la energía solar para proporcionar energía a una estación de telecomunicaciones se tuvo en cuenta las siguientes investigaciones de años anteriores tales como Carlos Roberto Prado Mora. Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada; A. López, F. Blanco, M. Gutiérrez. Explotación de la red de telefonía móvil en España: diseño y explotación de estaciones; D. Anticona Muñoz. Aplicación de la energía solar para electrificación en zonas marginales del país.

El presente desarrolla un proyecto de energización de una EBT, usando los recursos renovables en la zona como la energía solar, debido a que las redes eléctricas están muy alejadas, así como el difícil acceso, la necesidad de estar constantemente recargando el tanque de combustible, el mantenimiento

periódico planificado, la disponibilidad de personal capacitado, costos, vías de acceso obstruidas, etc.

Se logró determinar el diseño eléctrico fotovoltaico para el suministro de energía para la Estación Base de Telecomunicaciones - Cerrillo.

Para lograr mayor consistencia en el proyecto de ingeniería, se reconoció un conjunto de términos con sus respectivos conceptos, para ello, se ha tenido en cuenta la definición conceptual.

Asimismo, para un estudio sistematizado del problema de ingeniería, el trabajo se ha estructurado de la siguiente manera:

En el Capítulo I: Planteamiento Del Problema se exponen la descripción de la realidad problemática, la justificación, la delimitación del proyecto, la formulación del problema y los objetivos; así mismo en el Capítulo II: Marco Teórico se presentan los antecedentes, las bases teóricas y el marco conceptual de términos técnicos. Teniendo en cuenta trabajos importantes y actualizados de autores nacionales e internacionales; en el Capítulo III: Descripción Del Sistema se determina el modelo del sistema Off Grid utilizado, también el diseño y los cálculos de los distintos componentes como paneles, baterías, reguladores, inversor, etc; así como la revisión de los distintos elementos en forma individual y en bloque y por último la consolidación de los resultados obtenidos.

Y finalmente, se redactan las conclusiones, recomendaciones, bibliografía y los anexos donde se adjuntan las tablas usadas, los instrumentos de medición, los datos técnicos de catálogos, los planos y otros datos importantes.

CAPÍTULO I:

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la Realidad Problemática.

Actualmente los operadores de telecomunicaciones en nuestro país para dar cobertura a una región o zona implementan instalaciones conocidas como estaciones bases celulares (EBC) o estaciones bases de telecomunicaciones (EBT), ubicadas según sus estudios en zonas estratégicas denominados puntos cero (ideal), muchas veces estos puntos recaen en lugares aislados (montañas, desiertos, cerros, etc.) donde se presentan problemas como la falta de accesibilidad, existencia de restos arqueológicos, contingencia social, y sobre todo líneas eléctricas muy alejadas. Estos inconvenientes se presentan principalmente en las zonas rurales, donde justamente necesitan tener acceso a servicios de telefonía e internet.

Uno de los problemas que se presentan en el desarrollo de una EBT, es el suministro eléctrico, y este es uno de los factores que decide la viabilidad

del proyecto; por ejemplo una línea eléctrica de más de 3km para un operador de telefonía resulta muy costosa no siendo viable por razones económicas, una solución que se emplea ante estos casos es la utilización de grupos electrógenos que funcionan en forma alternada, si bien esta solución es práctica, presenta muchos inconvenientes como: La necesidad de estar constantemente recargando el tanque de combustible, el mantenimiento periódico planificado, la disponibilidad de personal capacitado, costos, vías de acceso obstruidas, etc.

Además de energizar la EBT, se debe asegurar la continuidad de fluido eléctrico; dado que hay penalidades para los operadores por la calidad del servicio o peor aún en la falta de ello.

1.2. Justificación del proyecto.

Es aquí donde el sistema eléctrico fotovoltaico, adquiere importancia por ser una alternativa confiable, ecológica; aprovechando un recurso renovable de la zona.

1.3. Delimitación del proyecto.

El presente proyecto de ingeniería abarcará exclusivamente:

- El diseño eléctrico fotovoltaico para la energización de una EBT.
- Los parámetros de la localidad de cerrillo, departamento de Arequipa.

1.3.1. Alcances del proyecto.

Este proyecto está orientado al desarrollo de energización de una EBT mediante el uso de un sistema fotovoltaico. Para esto se utilizan métodos técnicos, software, análisis y criterios de ingeniería para poder lograr los objetivos planteados y promover el uso de estas fuentes para otras EBT en condiciones similares.

1.3.2. Limitaciones del proyecto.

El presente trabajo posee la limitación de abarcar únicamente el diseño eléctrico para la energización de una estación base de telecomunicación aislada, los planos arquitectónicos, civiles y estructurales competen a otras especialidades.

Una limitante adicional es que el presente trabajo trata únicamente del diseño más no la implementación o ejecución de la misma.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema Principal

¿Es posible diseñar un sistema eléctrico fotovoltaico para la energización de la EBT - CERRILLO?

1.4.2. Problemas Específicos.

¿Es posible establecer los niveles de radiación aprovechables para alimentar un sistema de generación fotovoltaica suficiente para energizar una EBT?

¿Cuáles serán los requerimientos para la generación eléctrica de energización de la EBT?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General.

Diseñar el sistema fotovoltaico para la energización de la EBT.

1.5.2. Objetivos específicos

Validar los niveles de radiación de la zona para la alimentación energética de la EBT.

Determinar los requerimientos mínimos para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico propuesto

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la Investigación.

2.1.1. A nivel internacional.

Carlos Roberto Prado Mora (2008). *Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada*. Tesis de grado, *Universidad de Costa Rica*. Costa Rica. La implementación de sistemas híbridos fotovoltaicos constituye una alternativa de gran importancia en el campo de la electrificación rural. Dentro de sus conclusiones manifiesta: La implementación de sistemas híbridos fotovoltaicos (generador fotovoltaico - motor generador) constituye una alternativa de gran importancia en el campo de la electrificación rural. Este tipo de sistema permite brindar una mayor autonomía y reducir los costos totales asociados a un sistema puramente fotovoltaico (p.78).

(A. López, F. Blanco, M. Gutierrez., 2012). *Explotación de la red de telefonía móvil en España: diseño y explotación de estaciones*. En este artículo se hace una descripción analítica de los diversos elementos funcionales de una estación base de telefonía móvil, así como la descripción de algunos aspectos importantes para su funcionamiento, incluyendo el impacto ambiental que causan estas instalaciones.

2.1.2. A nivel nacional.

Delfor Flavio Muñoz Anticona (2005). *Aplicación de la energía solar para electrificación en zonas marginales del país*. Tesis de grado. *Universidad Nacional de Ingeniería*. Perú. Esta tesis trata de un proyecto de electrificación para las comunidades nativas de Purus en el departamento de Ucayali. Dentro de sus conclusiones manifiesta: Los sistemas fotovoltaicos son confiables y duraderos, no ocasionan ningún desequilibrio al ambiente y son competitivos cuando la cantidad de energía demanda es pequeña y los sitios son lejanos o es difícil llegar a ellos no teniendo acceso a la red eléctrica. (p.141).

2.2. Bases Teóricas.

2.2.1. Sistema Fotovoltaico

Definición de un Sistema Fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico (SFV) está conformado por varios elementos, cuyo fin es la de suministrar energía eléctrica requerida por la carga (consumo), utilizando la energía proveniente del sol.

El efecto fotoeléctrico. “Es el desprendimiento de electrones de ciertos materiales por la acción de luz u otra radiación electromagnética”. (Ente Vasco de la Energía, 2000)

El efecto fotovoltaico crea una fuerza electromotriz en el material. En las células solares fotovoltaicas, esa fuerza electromotriz que aparece genera un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Tiene la ventaja de no requerir tensión auxiliar, por eso es utilizado para la conversión directa de energía solar en eléctrica.

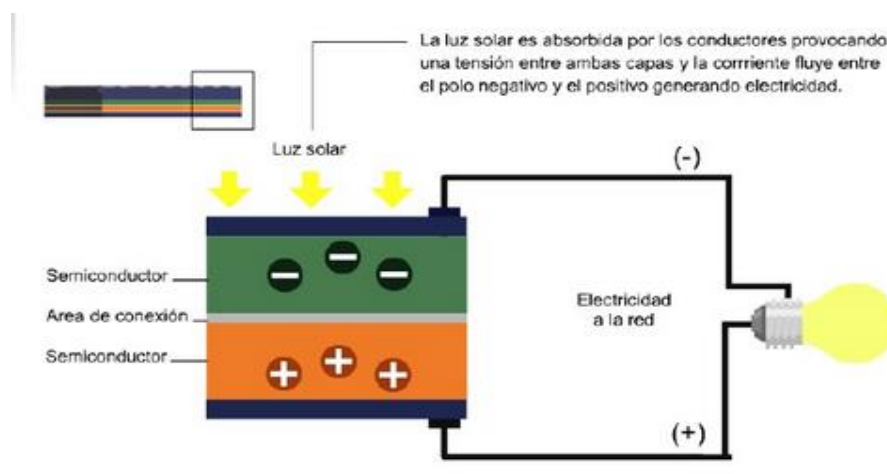


Figura 1: Efecto fotovoltaico.

La célula solar fotovoltaica.

Las células solares fotovoltaicas se fabrican en base a los semiconductores, cuya principal propiedad de este material es que la energía necesaria para separar a ciertos electrones de su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar.



Figura 2: Célula Solar Fotovoltaica.

El silicio: El silicio es el material semiconductor más usado para la construcción de células solares fotovoltaicas, y según el orden de los átomos en la célula puede presentarse como silicio monocristalino, policristalino y amorfo. Otros materiales semiconductores usados son el germanio, el arseniuro de galio, etc.

El módulo solar fotovoltaico.

Dado que una sola célula solar proporciona muy poca energía, a muy baja tensión, los fabricantes las agrupan de forma que trabajen como una sola; de esta forma se logra suministrar niveles de tensión y potencia adecuados a cada aplicación, y además se las protege de los agentes climatológicos adversos. Esto lo que se llama comúnmente panel o módulo solar fotovoltaico.



Figura 3: Esquema de la composición de un panel.

“Normalmente, un módulo fotovoltaico está constituido por células conectadas en serie, aunque también se comercializan otras combinaciones. Hay módulos constituidos por 154 células, otros utilizan 72. Lo más usual es que se encuentren compuestos por 30 a 36 células.

Las tensiones de trabajo lógicamente dependen del número de células del panel. Tensiones típicas de los módulos o paneles son 6, 12 y 24 voltios.

Actualmente, los módulos más utilizados tienen 36 células de silicio cristalino, con una tensión teórica de trabajo de 12 V en condiciones normales de operación. Es una tensión de trabajo muy frecuente en corriente continua y coincide con la tensión de trabajo de los acumuladores” (Ente Vasco de la Energía, 2000, pág. 16).

Tipos de módulos fotovoltaicos.

Existen muchos tipos de paneles pero en el mercado predominan los fabricados con silicio y son los siguientes.

Módulo fotovoltaico monocristalino. Se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro; Requiere numerosas fases de cristalización para formar un monocristal. Se le reconoce por su color típico azul homogéneo.

Módulo fotovoltaico policristalino. El proceso y composición es similar al monocristalino con menos fases de cristalización, reduciendo de esta manera el costo y tiempo de fabricación. Su superficie está estructurada en cristales, físicamente se le reconoce por sus distintos tonos de azul.

Módulo fotovoltaico Amorfo. Son fabricados mediante la colocación de una fina capa de silicio amorfo (no cristalino), sobre una superficie como vidrio o plástico; es el módulo más económico. Se le reconoce por su color homogéneo y además porque no se visualiza una conexión entre las células.

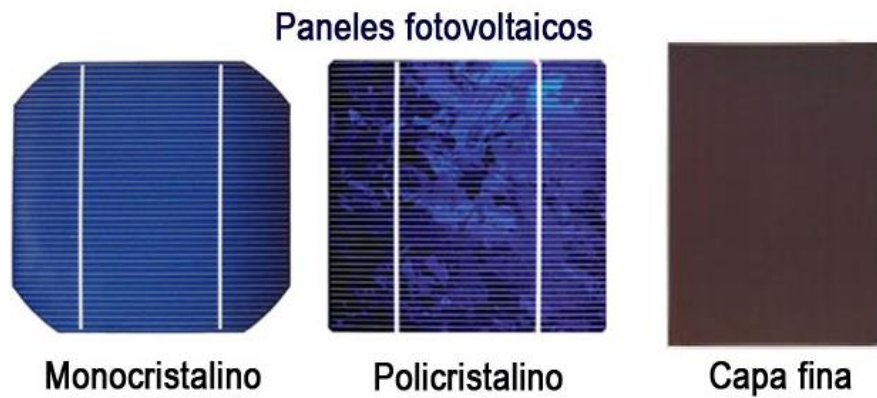


Figura 4: Tipos de módulos fotovoltaicos.

Elementos del Sistema eléctrico Fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico se puede describir como una instalación eléctrica que incluye todos o algunos de los siguientes elementos:

- Módulos Fotovoltaicos o paneles.
- Acumuladores o baterías.
- Regulador.
- Convertidor.
- Las cargas.
- Cableado.

A continuación, se procederá a describir con más detalle los elementos principales de un SFV:

Módulo fotovoltaico o panel solar.

Serán los encargados de la generación eléctrica. Pueden ser de varios tipos, entre ellos, los más utilizados para este tipo de instalación son los paneles con tecnología monocristalina y policristalina. Los paneles solares monocristalinos y policristalinos, con uniones en serie de sus células, rondan los 12-18 voltios para uniones de 36 células y los 24-34 voltios para uniones de 72 células. Es importante fijarnos siempre en la curva I-V que proporciona cada fabricante en sus hojas técnicas y en la influencia de la temperatura en la corriente y tensión del módulo. El aumento de temperatura hace aumentar ligeramente la corriente y en mayor medida, disminuir la tensión de salida del módulo. Uno o varios paneles constituyen un generador solar fotovoltaico. (SunFields, s.f)



Figura 5: Módulos fotovoltaicos.

El acumulador o banco de baterías.

Puede ocurrir muchas veces que la energía que una instalación fotovoltaica entrega difiere, por exceso o por defecto, de la que demandan los consumos conectados a ella. Y en la mayoría de los casos, el correcto abastecimiento exige almacenar energía cuando la producción es superior a la demanda, para utilizarla en situación contraria, es por ello que se usan acumuladores o baterías.

Las baterías reciben energía eléctrica almacenándolo en forma de energía química; además siendo capaz de transformar la energía potencial química en energía eléctrica, y cumple las siguientes funciones:

- Es capaz de suministrar energía en cada momento independientemente de la producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos en ese momento, pudiendo alimentar los consumos durante varios días.
- Es capaz de mantener un nivel de tensión estable, proporcionando un voltaje constante dentro de un cierto rango independientemente de que el generador funcione en ese momento o no.

Pero la utilización de bancos de baterías tiene también sus inconvenientes:

- Almacenar energía en baterías siempre conlleva una pérdida energética, y no toda la energía que entra en un acumulador puede ser retirada después en el proceso de descarga.
- Cuanto mayor uso se le dé al acumulador, antes llegará a su fin. Y la vida útil de un acumulador no se mide en años, se mide en ciclos. Un ciclo es el proceso completo de carga y de descarga.

Tipos de baterías más usadas.

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las de plomo ácido, las cuales se pueden simplificar en los tres tipos siguientes: (M. Pareja Aparicio, 2010)

Estacionarias monobloc: Como su propio nombre indica, está formada en un solo bloque; es decir, no es necesario asociarlas para obtener los 12 voltios y son de menor capacidad que las translúcidas o herméticas de un vaso o célula. Suelen tener un tamaño mayor que las utilizadas en vehículos, pero eso dependerá de la capacidad de la batería.



Figura 6: Baterías Monobloc.

Estacionarias translúcidas o transparentes: Son baterías que se encuentran separadas en células pero el material que lo cubre permite ver el interior de la batería (transparente) o no (translúcidas). Como son baterías de un vaso o célula, su tensión es del orden de 2,2 voltios por lo que son necesario conectarlas en serie para obtener tensiones mayores. Así pues, se necesitan 6 baterías para obtener los 12 voltios. La diferencia entre transparentes y translúcidas es que el recipiente deja ver su interior y el paso de la luz a su interior. Este tipo de baterías son de mayor tamaño que las monobloc y de mayor peso y suelen ser distribuidas sin el electrolítico (ácido) para facilitar su instalación y deben ser rellenadas después de su colocación.



Figura 7: Batería Estacionaria Transparente.

Estacionarias herméticas: Son las denominadas también como sin mantenimiento; no se tiene acceso a su interior aunque sus características son las mismas, en relación de materiales activos y a las reacciones de carga y descarga. En este tipo de baterías, pueden ser selladas gelificadas que presentan como característica que el electrolítico es mucho más denso, por lo que no se derraman y pueden

montarse en cualquier posición. Para conseguir esta densidad debe añadirse dióxido de silicio. Este tipo de baterías no requiere mantenimiento de recarga del líquido de su interior, pero no tienen un buen comportamiento ante descargas profundas. Que se denominen sin mantenimiento no indica que no requieran ningún tipo de mantenimiento, sino que deben ser sometidas a tareas de limpieza, control y recargas adicionales.



Figura 8: Baterías herméticas sin mantenimiento.

Características fundamentales de un acumulador o batería.

En las especificaciones técnicas y comerciales facilitadas por el fabricante del acumulador debe detallar los siguientes datos:

- Tipo de batería.
- Tensión nominal de trabajo
- Capacidad en Ah.
- Rango de temperaturas de funcionamiento.
- Profundidad máxima de descarga.
- Régimen de pérdidas de capacidad por autodescarga.

- Voltajes finales en función del régimen de descarga.
- Voltaje máximo de carga en función de la temperatura del electrolito y del régimen de carga.
- Dimensiones y peso.
- Tipo de placa.

La capacidad.

La capacidad es la máxima cantidad de energía eléctrica que puede proporcionar en una descarga completa, a un régimen de descarga y temperatura especificadas. La capacidad de una batería se mide en amperios hora (Ah) relacionado siempre a un determinado tiempo (horas) de descarga.

En la vida real, en el funcionamiento de un acumulador en una instalación fotovoltaica y para evitar dañarlo, sólo es posible tener disponible para el consumo la capacidad útil. La capacidad nominal del fabricante siempre será mayor que la capacidad útil. Lo más usual es que la capacidad útil sea aproximadamente el 70% de la capacidad nominal.

Profundidad de descarga.

Hace referencia, en % de la capacidad nominal, a los Ah extraídos del acumulador plenamente cargado. Su opuesto es el estado de carga, que es la capacidad disponible expresada como un porcentaje de la capacidad nominal. Si la descarga del acumulador se produce en un

periodo largo de tiempo representará una profundidad de descarga menor que si se realizara en un periodo corto, debido a que la capacidad del acumulador aumenta en función del tiempo que dura la descarga.

Como referencia, un típico requerimiento en las condiciones de trabajo de un acumulador solar comprende la descarga diaria entre el 10% y el 25% de su capacidad y un 70% u 80% de descarga una o dos veces al año.

El regulador – controlador.

“Es el dispositivo que controla la entrada en exceso de electricidad a la batería (sobrecargas) y también evita las sobredescargas” (Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, 2002). Tiene dos funciones muy importantes.

Como Regulador: La principal misión del regulador es la de gestionar la corriente eléctrica que absorbe o cede (en corriente continua) el acumulador o batería de acumuladores. Vigilando el ciclo de carga y descarga, desarrolla un papel fundamental en la gestión de una instalación fotovoltaica autónoma: Proporciona el control que día a día se necesita. El regulador siempre es recomendable para la seguridad y protección del sistema de acumulación, y en la casi totalidad de las ocasiones es de utilización obligatoria.

Su labor consiste en evitar sobrecargas y sobre-descargas en las baterías. Si el acumulador está lleno y el panel recibe radiación, éste intentará inyectar energía en la batería sobrecargándola. Para evitarlo el regulador corta esta inyección de energía. Y en el caso contrario, si el acumulador está bajo de carga y se intenta seguir extrayendo energía, el regulador corta el suministro de energía protegiendo así la batería.

Algunos reguladores incorporan dispositivos de información que proporcionan datos de interés del sistema, permitiendo controlar parámetros como la temperatura, lectura de la intensidad de carga, de descarga, y la tensión de batería, incluso algunos modelos incorporan contadores de Ah.

La programación interna proporciona un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, y son muchos los reguladores que permiten la modificación de sus parámetros de funcionamiento fácilmente. También existen con la posibilidad de visualizar datos de interés, para conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

Como controlador: Su función es la asegurar que el proceso de carga que sea altamente eficaz para el tipo de batería a usarse, durante el reducido tiempo en que el sistema de carga permanece activo (duración del día solar promedio).

Si el sistema FV no requiere un banco de reserva, el control no se necesita.

Existen dos formas de trabajo para el Control de Carga (CdC): control en serie y control en paralelo.

Control Serie. En esta versión, la acción de control toma lugar en serie con el circuito de carga, abriéndolo y cerrándolo intermitentemente, dependiendo del voltaje de batería. Durante la noche, el circuito de carga permanece abierto, evitando que las baterías se descarguen a través de los mismos (diodo N-P polarizado para conducir por el voltaje de batería).



Figura 9: Control en serie de módulos fotovoltaicos.

Control Paralelo. La acción de control en estos modelos actúa desviando, en forma intermitente, la corriente de carga a una carga ficticia (dummy load, en inglés) la que queda conectada en paralelo con el circuito de carga. Como el circuito de carga no se abre, para evitar la descarga de las baterías, se conecta un diodo de bloqueo del lado de batería. La presencia del mismo crea pérdidas de potencia y reduce el valor máximo del voltaje de carga. Esto hace que los controles paralelos sean menos eficientes que la versión en serie, y por ello la mayoría de los controles ofrecidos a la venta son del tipo serie.

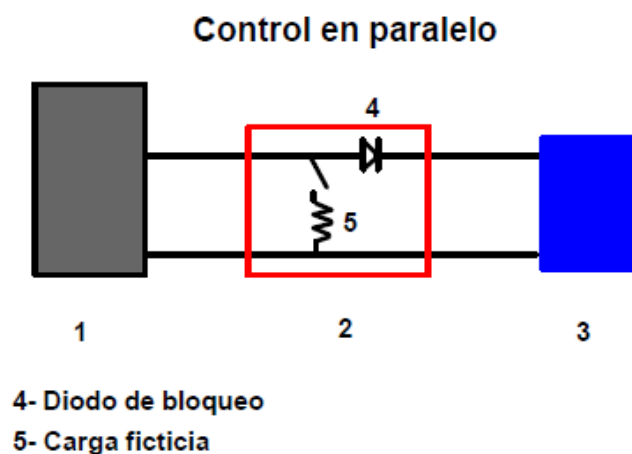


Figura 10: Control en paralelo de módulos fotovoltaicos.

El convertidor.

También conocido como ondulador o inversor. Se trata de un dispositivo, cuya finalidad es la de adaptar las propiedades de la corriente eléctrica generada o acumulada a las de la corriente eléctrica requerida total o parcialmente por los consumos. (Ente Vasco de la Energía, 2000)

Convertidor CC/CC: Existen determinadas aplicaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica en las que se necesita un convertidor CC/CC. Un ejemplo: pueden existir consumos que precisen 12 Vcc en instalaciones que generan y acumulan a 24 V ó 48 Vcc. Y para resolver esta situación, el convertidor CC/CC adapta la energía disponible (a 24 V ó 48 V), a la exigida por la carga (a 12V).

Convertidor CC/CA: En instalaciones autónomas, y en las utilidades que demandan de equipos y/o consumos de corriente alterna es necesaria la presencia dentro del sistema fotovoltaico de un convertidor CC/CA. Es decir, un convertidor que proporcione CA a partir del sistema de acumulación que es de CC.

Convertidor CA/CC: Muchos de los fabricantes actuales tienen un modelo de convertidor que se denomina reversible. Es decir, no solamente extraen energía de la batería (CC/CA) como en el anterior apartado, también son capaces de inyectar energía a la batería para proceder a su carga (CA/CC). Se llaman entonces convertidores /cargadores o convertidores reversibles. En algunas ocasiones son una pieza fundamental en la instalación fotovoltaica no conectada a la red ya que proporcionan un número de combinaciones superior al normal.

En los generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, el convertidor de conexión a red es el corazón del sistema, siendo su función de una importancia extraordinaria.

Es parecido a un convertidor CC/CA pero con prestaciones diferentes, como por ejemplo, la corriente alterna que proporciona se encuentra sincronizada con la existente en la red en ese momento.

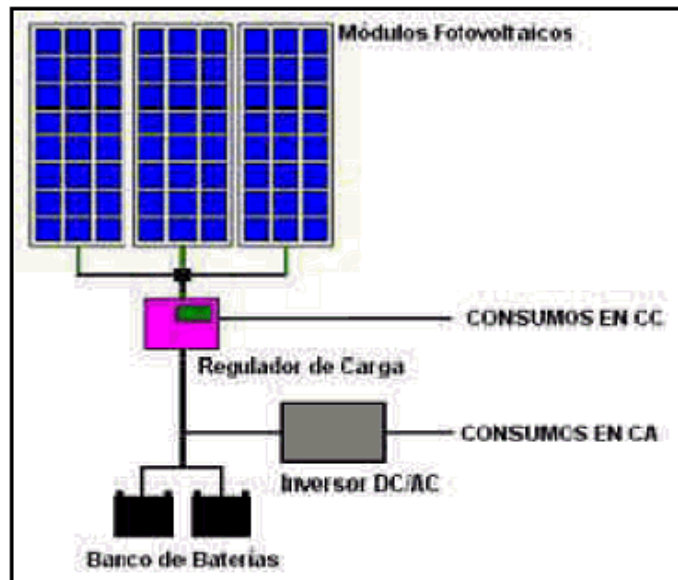


Figura 11: Diagrama de Conexiones de los elementos de un sistema FV.

Consideraciones en el diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico.

Horas de sol pico (H.S.P)

Las horas de sol pico son el número de horas donde la irradiancia solar es constante de $1000\text{W}/\text{m}^2$ en un día, esto se hace para simplificar los cálculos. Las horas solares pico son variables a lo largo del año, en verano se presenta una mayor H.S.P y en invierno es menor.

En la figura 13, se observa en el eje "X" las horas del día y en el eje "Y" la irradiancia el rectángulo viene a ser las H.S.P necesarias para hacer los cálculos.

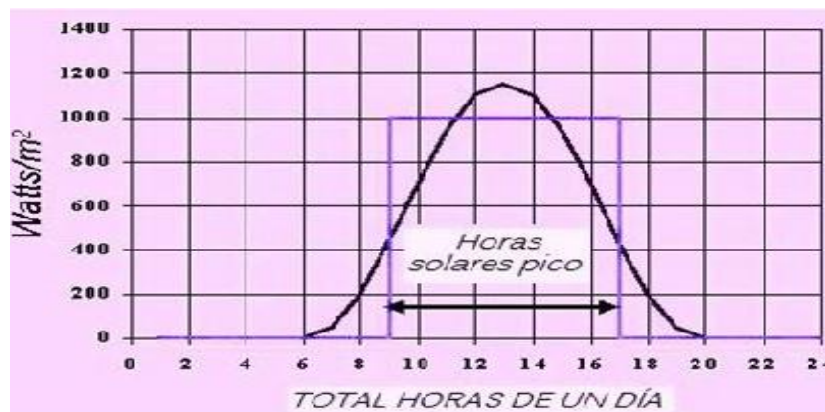


Figura 12: Horas de sol pico.

Orientación de los módulos Fotovoltaicos.

Para obtener el mayor rendimiento de los paneles se debe lograr que reciba la mayor cantidad posible de luz solar sobre su superficie, y como el sol varía su posición en el cielo cambiando su altura y la inclinación de sus rayos, se debe determinar cuál será la colocación ideal, para que los rayos de luz toquen el panel de la manera más perpendicular posible para aprovechar al máximo la superficie.

Debido a ello es que en el hemisferio norte los paneles se orientan con dirección al sur, en el hemisferio sur se orientan al norte, en la línea ecuatorial en forma horizontal a la superficie y en los polos en forma vertical.



Figura 13: Incidencia de la radiación solar

Inclinación de los módulos Fotovoltaicos.

Debido al movimiento terrestre alrededor del sol, existen también variaciones estacionales. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, los mismos paneles no estarán, entonces, en posición óptima para el sol del invierno, ver figura 14.

Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán instalarse en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno.

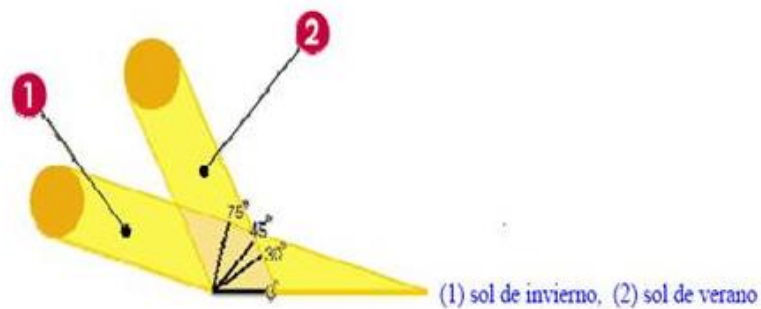


Figura 14: Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano.

Lo más avanzado en esta materia consiste en no realizar cálculos de ningún tipo y dotar al generador de un dispositivo que haga que el conjunto de paneles siga continuamente la trayectoria del sol en el cielo. De esta manera se puede obtener el máximo de energía solar. Pero sin embargo, un seguidor solar también tiene sus limitaciones ya que requiere una inversión económica, un mantenimiento y, además, consume energía eléctrica.

Para paneles estacionarios el manual de instalaciones fotovoltaicas indica que: “La cantidad óptima de energía se colecta cuando el módulo está inclinado en el mismo ángulo que el ángulo de latitud”. (M. Sc. Ing. C. ORBEGOZO, Ing. R. ARIVILCA, 2010)

Así mismo según la tabla de inclinaciones extraída del libro “Calculo de una Instalación aislada” se puede apreciar las inclinaciones recomendadas según la latitud (M. Pareja Aparicio, 2010)

*Tabla 1:
Tabla de inclinaciones en función de la latitud.*

Latitud del lugar	Angulo en invierno	Angulo en verano
0 al 15°	15°	15°
15 a 25°	Latitud	Latitud
25 a 30°	Latitud +5°	Latitud -5°
30 a 35°	Latitud +10°	Latitud -10°
35 a 40°	Latitud +15°	Latitud -15°
>40°	Latitud +20°	Latitud -20°

Fuente: M. Pareja Aparicio, 2010

Temperatura de operación.

La producción de energía eléctrica en paneles tiene una relación con la temperatura de operación (temperatura que alcanza el modulo).

La mayor generación se da cuando el módulo está en 25°C, para temperaturas superiores se presenta una caída del nivel de tensión y ligeramente de corriente por consiguiente hay disminución de la potencia; tal como se muestra en la figura 15.

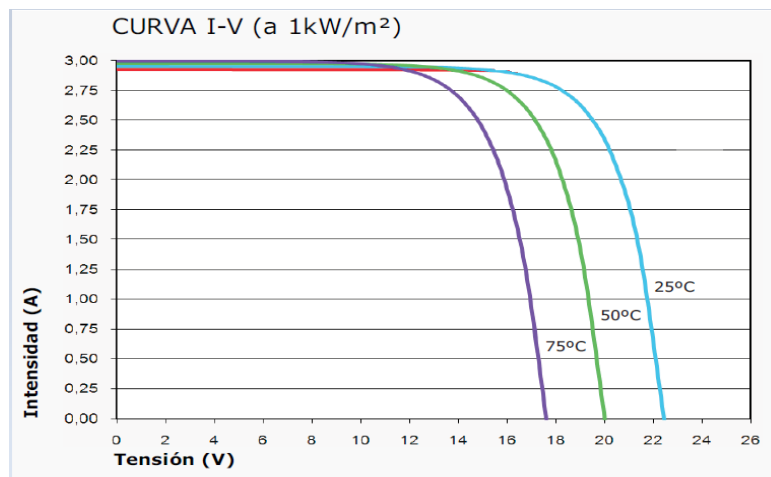


Figura 15: Curva I-V (a 1kW/m²) Fuente: Catalogo modulo A-50M Atersa

Esta temperatura óptima 25°C se consigue en lugares donde la temperatura es cercana a los 0°C, pero en zonas más cálidas donde la temperatura rodea los 30°C el modulo puede llegar a temperaturas superiores a 50°C presentando una perdida en el rendimiento.

Condiciones estándares de medida.

Se definen unas “condiciones de funcionamiento denominadas condiciones estándar de medida (STC, standard test conditions en sus siglas inglesas), válidas para caracterizar una célula o un módulo en un laboratorio de medida”. (O. Perpiñan Lamigueiro, A. Colmena Santos, M. Alonso Castro, 2012)

Estas condiciones vienen determinadas por:

- Irradiancia: $G_{STC} = 1000W/m^2$ con incidencia perpendicular.
- Temperatura de la célula: $T_C = 25°C$
- Masa de aire: $AM = 1.5$

Asociaciones en serie y en paralelo de módulos fotovoltaicos.

En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario asociar varios paneles en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados (M. Pareja Aparicio, 2010).

Nota: Como norma general no se conectarán entre sí módulos de distintas características y en la medida de lo posible será del mismo fabricante.

Para la asociación de los módulos fotovoltaicos hay tres posibilidades.

Conexión en paralelo: Se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos. Con ello se consigue mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo.

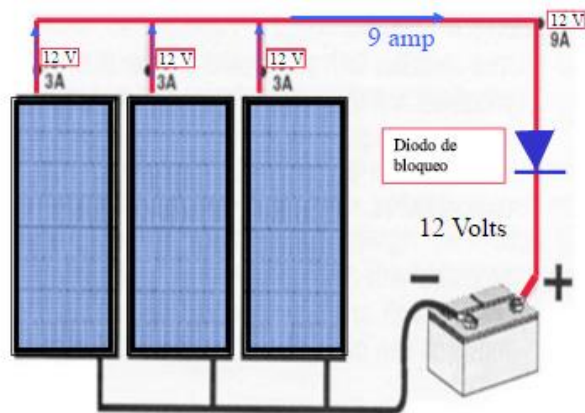


Figura 16: Ejemplo de conexión en paralelo de paneles.

Conexión en serie: Se conecta un polo positivo de un módulo negativo con el polo negativo del siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada módulo.

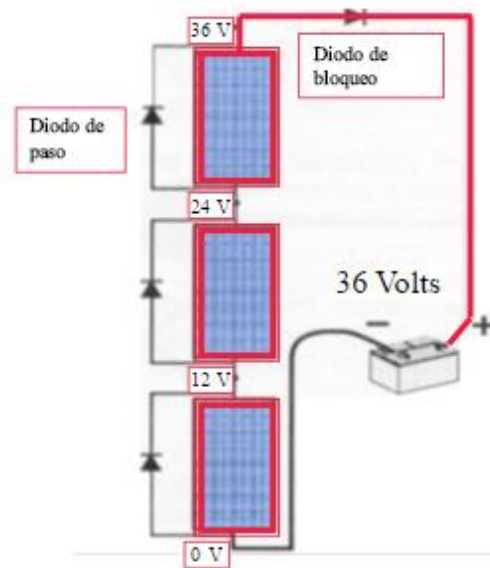


Figura 17: Ejemplo de conexión en serie de paneles.

Conexión mixta: Se encuentran asociados tanto en serie como en paralelo. Se logra mayor niveles de tensión y corriente.

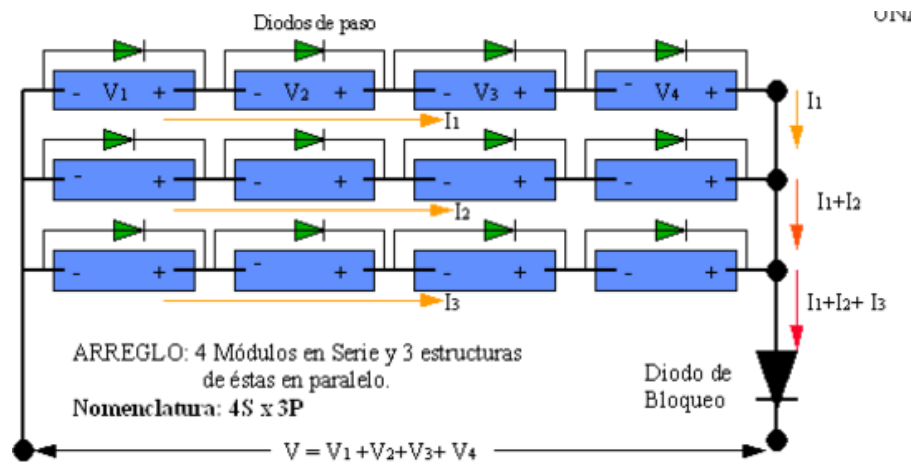


Figura 18: Ejemplo de conexión mixta de paneles.

2.2.2. Estación Base de Telecomunicaciones.

Definición de una estación base de telecomunicaciones.

Una estación base es una instalación fija para la comunicación bidireccional. Se usa para comunicar con una o más radios móviles o teléfonos celulares. Las estaciones base normalmente se usan para conectar radios de baja potencia, como por ejemplo la de un teléfono móvil, un teléfono inalámbrico o una computadora portátil con una tarjeta .

La estación base sirve como punto de acceso a una red de comunicación fija (como la Internet o la red telefónica) o para que dos terminales se comuniquen entre sí yendo a través de la estación base.

En el contexto de la telefonía móvil, una estación base dispone de equipos transmisores/receptores de radio, que son quienes realizan el enlace con el usuario que efectúa o recibe la llamada (o el mensaje) con un teléfono móvil. Las antenas utilizadas suelen situarse en lo más alto de la torre, de edificios o colinas para dar una mejor cobertura y son tipo dipolo. Normalmente, está compuesta por un mástil al cual están unidas tres grupos de una o varias antenas equidistantes. El uso de varias antenas produce una diversidad de caminos radioeléctricos que permite mejorar la recepción de la información.

Además, la Estación Base dispone de algún medio de transmisión, vía radio o cable, para efectuar el enlace con la Central de Conmutación de Telefonía Móvil Automática, que a su vez encamina la llamada hacia el teléfono destino, sea fijo o móvil.

Por lo general estas estaciones disponen también de baterías eléctricas, capaces de asegurar el funcionamiento ininterrumpido del servicio. En zonas densamente pobladas (Ciudades, áreas urbanas), hay muchas estaciones base, próximas entre sí (células pequeñas).

En otras palabras actúa como puente entre todos los usuarios de móviles de una misma célula, y conecta las llamadas de los móviles con una central de comunicación.



Figura 19: Elementos que componen una EBT.

Elementos de un sistema base de telecomunicaciones.

Las estaciones base se componen de:

- Infraestructura.
- Antena o antenas: emisora(s) y receptora(s) de las señales de radio.
- Equipos electrónicos: sirven para establecer y mantener la comunicación pueden ser del tipo Indoor u Outdoor.
- Equipos electrónicos exteriores (radio-enlaces) o interiores (fibra óptica o par de cobre) para la conexión de la estación base con la red de conmutación.
- Baterías: sirven para garantizar el funcionamiento del sistema en caso de cortes del fluido eléctrico.
- Sistema de refrigeración: permiten el correcto funcionamiento de la estación en épocas de calor. En caso de equipos outdoor la refrigeración es por ventiladores.
- Fuente de energía: generalmente acometidas en baja o media tensión, grupos electrógenos o energía renovables.
- Sistema Eléctrico: Como tableros, luminarias, balizas, supresores de picos, parrarayos, etc.
- Sistema de aterramiento: compuestos por pozos, barras, etc.
- Sistemas de alarmas y control.
- Torre (autosoportada, arriestrada, ventada o monopolo).

Sistema Eléctrico:

Tableros Eléctricos. El tablero de energía es el encargado de suministrar la energía generalmente 220V AC a todos los equipos a usar en la EBT. También energiza la iluminación y la luz de balizaje ubicada en la parte más alta de la torre celular.

Tiene la capacidad de energizar equipos de comunicación, iluminación, tomacorrientes, la luz de balizaje, aire acondicionado y otras entradas extras para otros equipos que necesiten energía.



Figura 20: Tablero eléctrico.

Contiene además entradas de cableado para alarmas de falta de una fase, una barra para aterramiento y tuberías internas que pasan por el suelo y la pared en donde es por donde pasan los cables.

En la puerta principal cuenta con dos leds que indican la presencia de tensión y el correcto funcionamiento de la luz de balizaje. Asimismo tiene dos llaves pequeñas para mantenerla cerrada.

Baliza o luz de balizaje.

Una baliza es un objeto señalizador, utilizado para indicar un lugar geográfico o una situación de peligro potencial (como las torres). Deben ser fácilmente ubicables a una distancia considerable.

En las EBT se ubican en la torre, si es menor de 45m se coloca una sola en la parte superior, para alturas de 45 a más se colocan en la parte superior y en la parte intermedia.

A nivel internacional están normadas por la OACI (organización de aviación civil internacional) y en el Perú por la DGAC (Dirección general de aviación civil)



Figura 21: Luz de balizaje.

Sistema de puesta a tierra.

Cada estación debe tener una red de pozos para el aterramiento de todo el equipamiento existente en ella. Normalmente esta red se compone de dos, tres, o cuatro pozos; dependiendo del resultado del estudio de resistividad del terreno.



Figura 22: Pozo de tierra.

Generalmente en un pozo a tierra se conecta directamente el pararrayo y en los restantes los equipos eléctricos, la torre, los tableros de energía, las escalerillas por donde pasan los feeder; en fin, todo lo que esté propenso a recibir descargas eléctricas debe ir aterrado a las barras de tierra, que a su vez, están interconectados con los pozos.



Figura 23: Pozo y barra de tierra.

Pararrayos.

Es un dispositivo que excita la aparición de impulsos durante la formación de carga de una tormenta. Una vez excitado el rayo, el pararrayos intentará captarlo y descargarlo a tierra por un conductor eléctrico, la energía de descarga está catalogada como alta tensión con un potencial incontrolado y destructible.

Su objetivo es evitar que el rayo cause daños a las instalaciones y personas. En caso de una estación de telecomunicaciones, puede salir de operación por horas o días, debido a daños en los equipos, con peligrosos riesgos y elevados costos.

El pararrayos se situará en el punto más alto de la estación, al menos 2 metros por encima de la zona a proteger, lo cual proporcionará un camino de baja impedancia que facilite el paso de la corriente y que permita del modo más sencillo la descarga a tierra del rayo.



Figura 24: Rayo incidiendo en un pararrayo.

Clasificación de los pararrayos.

PARARRAYOS ACTIVOS: generan la ionización y excitación por impulsos de alta tensión en la punta, este fenómeno se representa a partir de un valor del campo eléctrico atmosférico natural.

El objetivo de este proceso es intentar excitar y captar la descarga del rayo, conducir todo su potencial de alta tensión a tierra por un conductor activo instalado, evitando que ocurra el rayo en ese sitio, convirtiéndose en preventivos.

Este fenómeno puede crear en momentos críticos durante la descarga, corrientes de contacto con intensidades de defecto superiores a las permitidas consideradas como muy graves que pueden afectar a la seguridad de las personas.

Dentro de los pararrayos activos tenemos el tipo PDC y el de efecto corona.

PARARRAYOS ACTIVOS TIPO PDC: Entre los dispositivos para la protección exterior, el más avanzado tecnológicamente es el basado en los pararrayos con dispositivos de avance de cebado electrónico (PDC), formado por un cabezal que incorpora sistemas activos capaces de proteger grandes áreas y conducir de forma controlada la energía del rayo hacia tierra. En la figura 25 se observa un cabezal captador.

Una de las ventajas de este sistema frente a un sistema de captación pasivo o convencionales la de permitir proteger grandes áreas como áreas abiertas, zonas deportivas, etc. Con un sistema PDC, se puede proteger contra el rayo, toda edificación y espacio abierto, controlando su descarga y conduciendo su energía de forma segura a tierra.

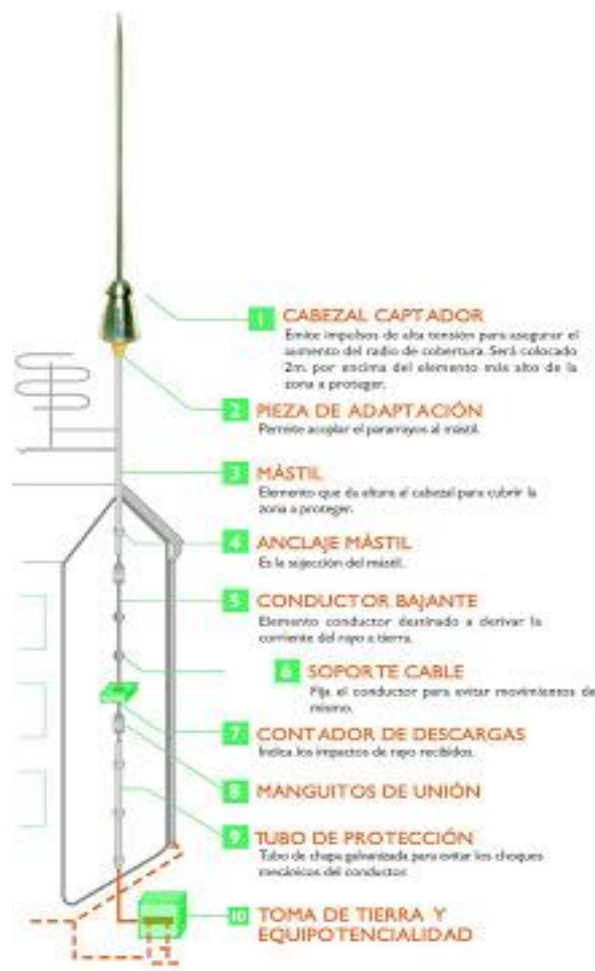


Figura 25: Partes de un pararrayo tipo PDC.

PARARRAYOS PASIVOS.

Concentran la ionización y excitación constante del rayo en la punta, estos descargan en el terreno donde están instalados únicamente por efecto de puntas por lo que materialmente "esperan" el rayo para disiparlo a tierra, por lo que tienen mayor probabilidad de impacto por rayo.

Dentro de los pararrayos pasivos más empleados tenemos:

PARARRAYO PASIVO TIPO FRANKLIN: Los pararrayos tipo Franklin también conocidos como puntas captoras simples, consisten en una barra metálica, que puede ser de bronce, cobre o acero inoxidable, y que en la parte superior la punta está afilada.

Los modelos suelen variar comenzando por los pararrayos tipo lanza hasta los que tienen 4, 5 ó 6 puntas en el extremo superior.

En todos, el fenómeno que produce la captación es el mismo, y se conoce cómo "efecto de puntas"; en la región de la punta, el campo eléctrico está mucho más concentrado.

Este pararrayo se monta generalmente sobre mástiles y en caso de ser monopuntal ofrece un cono de cobertura con un ángulo de 45° (con

respecto al mástil) y tendrá una cobertura de 45° si se agrega más puntas (tetrapuntal, pentapuntal).



Figura 26: Tipos de pararrayos Franklin.

Elementos que constituyen y complementan el sistema de pararrayos.

Cualquiera que sea el tipo de pararrayos adoptado para la protección de un edificio o instalación, estará formado por los siguientes elementos básicos:

Elemento receptor: Colocado en la parte más alta del edificio o estación. Puede estar constituido por puntas metálicas o conductores dispuestos de varios modos según las dimensiones y la estructura de la instalación para proteger. Un elemento receptor de la descarga que los constituyen las puntas de protección y los cables colocados

estratégicamente en las partes de la estructura que pueden recibir una descarga.

Conductor a tierra: puede estar formado por dos o varios conductores y tiene la misión de transportar a tierra la corriente del rayo, según el camino perfectamente determinado y de baja impedancia, pasando por la parte exterior del edificio, que queda así, fuera de peligro. La realización práctica de estas. La realización práctica de estos elementos debe de efectuarse teniendo en cuenta que por ser la corriente del rayo a impulsos, adquiere una importancia notable la reactancia del circuito. Cuya influencia puede originar grandes caídas de tensión en el circuito.

Las secciones recomendadas para los conductores de bajada a tierra del pararrayo se muestran en la tabla que ha sido extraído de la Norma IEC 61024-1, tabla 5, página 41.

Tabla 2:

Selección de conductores para conexión a tierra del pararrayo.

Nivel de Protección	Material	Sección mínima bajante [mm ²]	Sección mínima Terminación aérea [mm ²]	Sección mínima terminación a tierra [mm ²]
I - IV	Cobre	35	16	50
	Aluminio	70	25	-
	Fierro	50	50	80

Fuente: Código Nacional de Electricidad.

Electrodos a tierra: Electrodo a tierra llamados también dispersores de tierra los que proveen de un contacto íntimo del sistema con el terreno, facilitando la dispersión de la corriente, en el terreno propiamente dicho. Existen en la actualidad para el cálculo y diseño de estos electrodos a tierra, así como procedimientos de medición de la resistencia, lograda. Se ha desarrollado también algunos productos que pueden usarse como aditivos en los electrodos y de esta manera lograr abatir la resistencia a tierra.

Sistemas de protecciones.

Protecciones en DC.

Protecciones contra cortocircuitos.

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico. Puede, sin embargo, ser perjudicial para el inversor. Como medio de protección se recomienda incluir fusibles en cada polo. Además el portafusible asociado sirve como elemento de seccionamiento, facilitando las tareas de mantenimiento. Aunque el cortocircuito no sea peligroso para el generador fotovoltaico, el abrir o cerrar el portafusible puede ocasionar un arco eléctrico; por ello se recomienda hacer las maniobras únicamente cuando el inversor se encuentra en estado de parada.

Protecciones contra sobretensiones.

La entrada de los equipos electrónicos (inversores o reguladores) está protegida mediante varistores. Un varistor actúa realizando un cortocircuito entre sus conexiones, el comportamiento del varistor se asemeja a una resistencia variable según la tensión, se comporta:

- Con un valor muy alto cuando la tensión está por debajo del umbral (de forma que todos los conductores permanecen desconectados de tierra en funcionamiento normal); y,
- Con un valor casi cero cuando se supera el umbral (de forma que todos los conductores son conectados a tierra durante la breve duración de la sobretensión).



Figura 27: Caja de protección DC, con fusibles y varistores.

En la figura se aprecia una caja de protecciones situada a la salida de un generador fotovoltaico (paneles), incluye un conjunto de fusibles tanto en el polo positivo como en el negativo. A las salidas de estos fusibles se han instalado tres varistores, uno para conectar el polo positivo con tierra, otro para conectar el polo negativo con tierra y un tercero para interconectar los dos polos. Actualmente existen equipos que incluyen los tres varistores interconectados.

Protecciones en AC.

Protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas.

Es necesario incluir un interruptor termomagnético general automático por cada inversor, se recomienda el empleo de ITM tipo C, que son los utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumos elevados.

Protecciones contra fallas a tierra.

Las instalaciones deberán contar con un interruptor diferencial de sensibilidad adecuada en corriente alterna, con el fin de que solo actúe por fallos a tierra tendrá una capacidad de corriente mayor que el ITM de protección.

Un interruptor termomagnético es un toroide que enlaza a todos los conductores. Si existe un defecto la corriente en cada línea será diferente, y el diferencial actuara abriendo el circuito.

Equipos de Radio Base (RBS)

El equipo de Radio Base es el elemento fundamental de una Estación Base Celular. En él se generan las señales de RF que recorren por los feeders hasta llegar a las antenas, siendo estas las que se encargan de emitirlas al espacio. En todos los casos, las RBS cuentan con un banco de baterías de respaldo; en caso de ausencia de la red eléctrica, estas baterías proporcionan un suministro de entre 2 a 6 horas al equipo, tiempo en el cual se deben reparar las fallas para volver al "estado eléctrico".

Según su ubicación, se clasifican en Indoor (RBS instalada dentro de una sala) y Outdoor (RBS instalada en una EBT al aire libre). En las figuras 28 y 29 se muestran los 2 tipos de RBS.

Por otro lado, según su potencia de salida (es decir, según su cobertura) se clasifican en Macro (alta capacidad), Micro (mediana capacidad) y Pico (baja capacidad).



Figura 28: Equipo Radio Base - Ericson 2106 tipo Outdoor



Figura 29: Equipo Radio Base - Ericsson 2206 tipo Indoor.

Equipos de Transmisión

Comúnmente el medio de transmisión usado para enlazar las EBTs es el radioenlace, o transmisión vía microondas. En lugares en donde no existe línea de vista debido a la accidentada geografía de nuestro país, se usa el enlace satelital. Las modulaciones, frecuencias, dirección, polarización son designados por el operador de telefonía.



Figura 30: Antena satelital EBT Cabana sur - Ayacucho.



Figura 31: Antena MW Huawei - EBT Villacuri Ica

Torre

Las torres permiten ganar la altura necesaria para optimizar la cobertura celular y la línea de vista del enlace microondas.

Existen 4 tipos que son las más usadas, según su estructura: autoportada, arriostrada, monopolo y ventada. (Entel, 2015)



Figura 32: Torre autoportada.



Figura 33: Torre monopolo.



Figura 34: Torre ventada.



Figura 35: Torre arriostrada.

Antenas

Las antenas toman un papel muy importante en una estación base, ya que es por intermedio de ellas por donde se irradia la energía proveniente de la RBS (Equipos de Radio Base). Estas antenas son de tipo panel de forma alargada, teniendo como patrón de radiación una radiación de tipo sectorial.



Figura 36: Antena Celular – Vista frontal.



Figura 37: Antena celular - vista trasera.

2.3. Marco Conceptual.

Arreglo solar: Conjunto de módulos solares fotovoltaicos conectados eléctricamente e instalados.

Baliza o Luz de balizaje: Señal, generalmente luminosa, que marca los límites de las pistas de un aeródromo o los carriles de una carretera.

Caja de conexión: Caja a donde se llevan los cables para realizar las conexiones.

Carga: Cualquier dispositivo o aparato que demanda potencia. Esta depende de cada aparato y varía durante el día de acuerdo a la manera en que ésta trabaja.

Celda solar o celda fotovoltaica: Elemento que transforma la luz solar (fotones) en electricidad. Es el insumo fundamental de los módulos solares fotovoltaicos.

Celdas de película delgada: Celdas fabricadas de películas del orden de los micrones de material sensible a la radiación solar.

Condiciones de prueba estándar: Condiciones en las cuales se prueban los módulos fotovoltaicos en laboratorio (1 KWh/m² de radiación solar, 25°C de temperatura de la celda solar y espectro solar correspondiente a una masa de aire de 1.5)

Conexión a la red: Sistema de generación conectado a la red pública de electricidad.

Conexión en paralelo: Método de conexión en el cual todos los bornes positivos y negativos se juntan. Si los módulos son todos iguales, la corriente se suma y la tensión permanece igual.

Conexión en serie: Método de conexión en el cual el borne positivo de un módulo se conecta al borne negativo del siguiente y así sucesivamente. Si los módulos son todos iguales, el voltaje se suma y la corriente permanece igual.

Conductor eléctrico: Todo material capaz de conducir la corriente eléctrica. Para transportar la energía eléctrica se utilizan "hilos" fabricados generalmente de cobre o aluminio.

Consumo eléctrico: Número de Watts hora (Wh) o Kilowatts hora (KWh) utilizados para que funcione un aparato eléctrico durante un tiempo. Depende de la potencia del aparato y del tiempo que esté funcionando.

Constante solar: Cantidad de energía solar que incide sobre una superficie de 1 m² por segundo, cuando ésta se halla en el tope de la atmósfera a la distancia medio sol-tierra. Su valor es aproximadamente 1.36 KW/m².

Contador eléctrico: Instrumento que mide la energía consumida. Puede ser propiedad del cliente o de la empresa suministradora. Mide los consumos en kWh.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora.

Corriente alterna: En la corriente alterna (CA o AC, en inglés) los electrones, a partir de su posición fija en el cable (centro), oscilan de un lado al otro de

su centro, dentro de un mismo entorno o amplitud, a una frecuencia determinada (número de oscilaciones por segundo)

Corriente continua: La corriente continua (CC o DC, en inglés) se genera a partir de un flujo continuo de electrones (cargas negativas) siempre en el mismo sentido, el cual va desde el polo negativo de la fuente al polo positivo. Al desplazarse en este sentido los electrones, los huecos o ausencias de electrones (cargas positivas) lo hacen en sentido contrario, es decir, desde el polo positivo al negativo.

Corriente de corto circuito (I_{sc}): Corriente que se mide en condiciones de corto circuito en los terminales de un módulo.

Corriente de máxima potencia: Corriente correspondiente al punto de máxima potencia.

Cortocircuito: Conexión accidental de dos conductores de distinta fase, o de éstos con el neutro.

Curva I-V: Característica Intensidad vs. Voltaje tomada bajo condiciones determinadas de radiación. Es la información esencial para caracterizar a los módulos fotovoltaicos.

Diodo de bloqueo: Dispositivo conectado en serie entre el módulo y la batería para prevenir el flujo de electricidad de la batería hacia los módulos.

Diodo de bypass: Dispositivo conectado en paralelo a los módulos para desviar el flujo a través suyo cuando sobre el módulo hay sombras o falla alguna celda.

EBT: Estación base de telecomunicaciones es una estación de transmisión y recepción situada en un lugar fijo, compuesta de una o más antenas de recepción/transmisión, una antena de microondas, y un conjunto de circuitos electrónicos; utilizada para manejar el tráfico telefónico.

Eficiencia de la celda: Relación entre la potencia que entrega una celda solar (expuesta a pleno sol) a la potencia solar incidente sobre ella.

Factor de llenado: Razón entre la máximo potencia y el producto de la corriente de corto circuito por el voltaje de circuito abierto. Mide la desviación de la curva I-V de la forma rectangular ideal de esta curva.

Horas de sol pico: Número equivalente de horas a 1 KWh/m² de radiación solar que produce la misma cantidad de energía solar que bajo las condiciones reales de insolación.

Instalación eléctrica: Conjunto de aparatos y de circuitos asociados, en previsión de un fin particular: producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Intensidad eléctrica: Magnitud eléctrica definida como la cantidad de electricidad que pasa a través de la sección de un cable conductor en un segundo. Se mide en Amperios (A)

Interruptor: Aparato utilizado para conectar o desconectar parte de una instalación.

Irradiancia: Término que se usa para determinar la cantidad de energía que se capta en un área y tiempo, la cantidad de radiación solar que cae en una superficie terrestre. Unidad de la Irradiancia es igual a kW/m².

Kilowatt: Mil watts (1 KW = 1 000 W)

Masa de aire (AM): Medida de la distancia que atraviesa la luz en la atmósfera en su trayectoria hacia la superficie terrestre.

Módulo o módulo solar fotovoltaico: Conjunto de celdas solares interconectadas dentro de una unidad sellada.

On grid: La instalación fotovoltaica está conectada directamente a la red.

Off grid: La instalación fotovoltaica está aislada.

Pararrayo: Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a construcciones o personas.

Potencia eléctrica: Capacidad de los aparatos eléctricos para producir trabajo (la cantidad de trabajo realizado en la unidad de tiempo). La unidad de medida es el Watt (W), el kilowatt (kW) o el megawatt (MW)

Radiación difusa: Radiación proveniente del cielo como resultado de la dispersión de la radiación solar por la atmósfera.

Regulador de carga: También llamado unidad de control o controlador de carga. Componente que controla el flujo de corriente hacia la batería y de la batería hacia los equipos para proteger la batería de sobrecargas y sobredescargas.

SFV: Sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos que aprovechan la energía producida por el sol y la convierten en energía eléctrica.

SPAT: Sistema de puesta a tierra se denomina al conjunto compuesto por la interconexión física entre un Sistema de Electrodo, un cableado y la “tierra” o “masa”, que es generalmente de baja impedancia.

Tensión eléctrica: Diferencia de potencial eléctrico que tiene que existir entre los bornes de conexión o entre dos partes activas de una instalación, para que la corriente eléctrica circule por dicha instalación. La unidad de medida es el Voltio (V)

Tierra (grounding): Conexión que se hace en la tierra para emplearla como retorno en un circuito eléctrico y arbitrariamente como punto de potencial cero.

Voltaje de circuito abierto (Voc): Voltaje que se mide en los terminales sin carga de un sistema fotovoltaico.

Voltaje de máxima potencia (Vmp): Voltaje correspondiente al punto de máxima potencia.

Watt pico (Wp): Unidad de medida de un módulo solar fotovoltaico, que significa la cantidad de potencia máxima que puede generar el módulo a condiciones estándar de funcionamiento (1000 W/m², 25°C y 1.5 de masa de aire).

CAPÍTULO III:

DISEÑO ELÉCTRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

3.1. Análisis del sistema Fotovoltaico.

Para el diseño eléctrico fotovoltaico, se realizó con las siguientes fases:

- 1. Consideraciones Generales:** Comprende una breve descripción de la zona donde se va a instalar la EBT, ubicación geográfica.
- 2. Potencial Energético:** Comprende el estudio de la radiación solar del lugar, así como otros parámetros como temperatura, viento, etc.
- 3. Demanda Energética:** Evaluación de las cargas a energizar, potencia, energía, tensión, corriente, etc.
- 4. Configuración del sistema:** Determinación del sistema, conexiones, definición de parámetros, etc.
- 5. Selección de dispositivos:** Cálculo y selección de componentes para el sistema eléctrico fotovoltaico.

El diseño debe cumplir los siguientes requerimientos exigidos por el cliente:

- ENERGÍA: La energía solar fotovoltaica debe ser abastecer la demanda.
- DISEÑO: Se optimizara el área para los módulos y se evitara las sombras.
- SEGURIDAD: El diseño de la EBT será de tal modo que no ponga en riesgo al personal.
- MANTENIMIENTO: Se deberá en lo posible seleccionar materiales de larga duración y con poca frecuencia de mantenimiento.

3.2. Diseño del sistema de energización Fotovoltaico para la EBT Cerrillo.

3.2.1. Consideraciones generales.

La EBT Cerrillo estará ubicada en el poblado Cerrillo, Altura km 497.8, en el distrito de Lomas, Provincia de Caravelí, Departamento de Arequipa; sus coordenadas en GPS son -15.23175° de latitud y -74.94653° de longitud. Cuya propiedad pertenece a la municipalidad de Lomas.

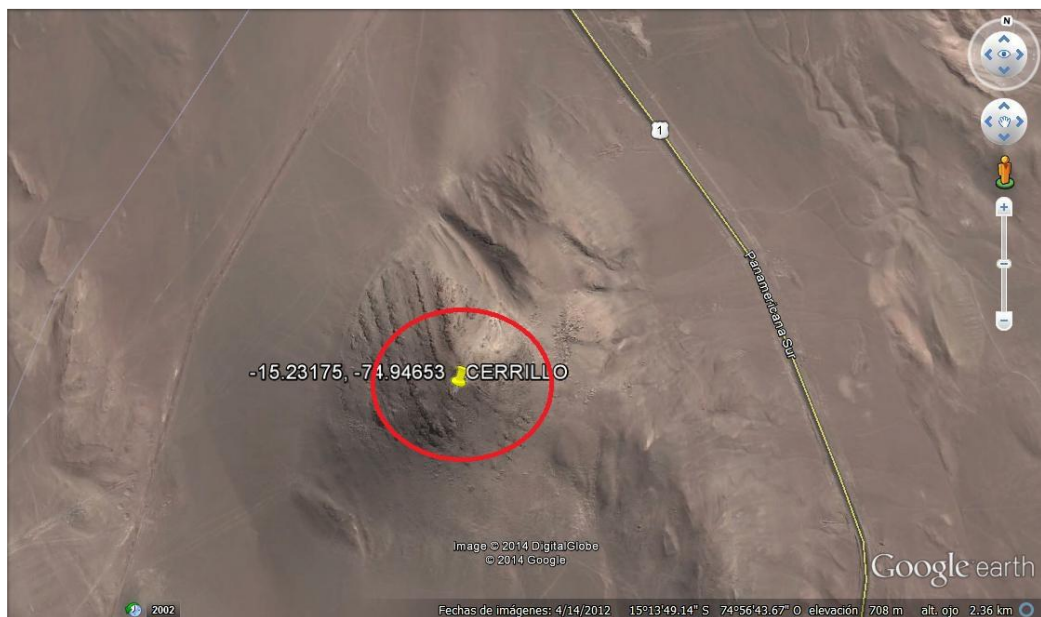


Figura 38: Ubicación del candidato de la EBT.



Figura 39: Vista real del punto cero.

La zona donde se instalará la antena no es una zona monumental, ni zona arqueológica, por tanto no necesita CIRA.

3.2.2. Potencial Energético.

Para este proyecto no es necesario tomar mediciones de radiación solar porque los valores promedio se encuentran en los atlas solares en el Perú tenemos al Minem <http://dger.minem.gob.pe/atlassolar> , La información relevante para este diseño, se tomó de **“atmospheric science data center”** (NASA, 2008). En la tabla 3, se observa algunos parámetros importantes para el diseño; para más detalles ver Anexo 1: Datos de meteorología.

Tabla 3:

Datos climatológicos del candidato.

Irradiación más baja (promedio diario- mes Julio)	4.18 kWh/m ²
Irradiación más alta (promedio diario- mes Diciembre)	6.98 kWh/m ²
Temperatura media anual	17 °C
Velocidad del viento (promedio anual)	4.3 m/s

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3. Demanda Energética.

La demanda energética está en función de las cargas y el tiempo de funcionamiento de cada una. En la tabla se observan las cargas y el tiempo de uso promedio por día.

Tabla 4:

Cuadro de cargas

Cargas en AC	Potencia (W)	Tiempo (h)	Voltaje (V)
Iluminación	100	6	220
Tomacorriente	300	4	220

Cargas en DC	Potencia (W)	Tiempo (h)	Voltaje (V)
*Equipos de comunicación.	860	24	48
Sistema de ventilación.	150	24	48
Sistema de Balizaje	100	12	48
Luminarias	120	4	48

Fuente: Elaboración propia.

* Dato proporcionado por Entel.

3.2.4. Configuración del sistema.

La configuración propuesta en este proyecto, es la de un sistema fotovoltaico aislado autosuficiente (Off grid); con alimentación para cargas en DC a 48 voltios y AC a 220 voltios, más almacenamiento de energía (bancos de baterías) con un autonomía mínima de 2 días.

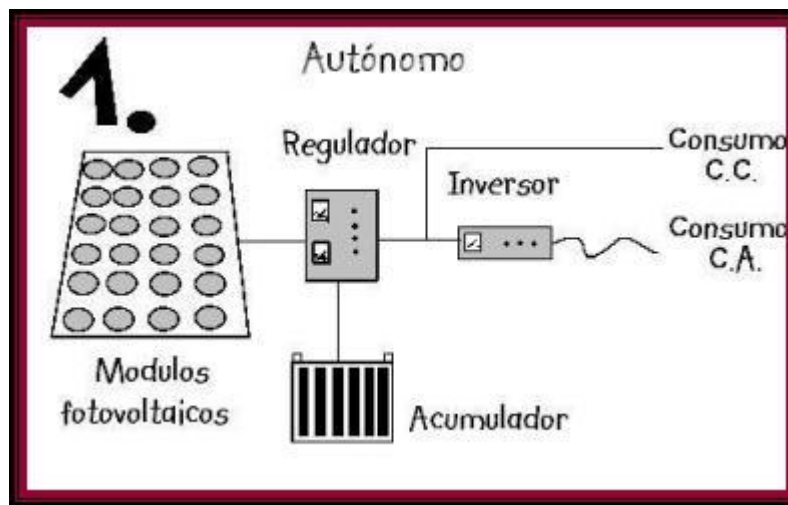


Figura 40: Configuración del sistema Autónomo (Off grid)

3.2.5. Selección de dispositivos.

Estimación de pérdidas.

En base a datos promedio de proveedores y basado en las recomendaciones del manual Técnico para instalaciones fotovoltaicas. (M. Sc. Ing. C. ORBEGOZO, Ing. R. ARIVILCA, 2010), se elaboró la siguiente tabla de rendimientos.

Tabla 5:

Rendimientos del Sistema FV.

Descripción	Abreviatura	Rango	Asumido
Rendimiento del Inversor	nl	75 - 95	85%
Rendimiento por temperatura	nT		90%
Rendimiento de conductores	nC		97%
Rendimiento de regulador	nR	85 - 95	90%
Otros factores	nO		88%

Fuente: Elaboración propia.

Dimensionamiento y selección de los módulos fotovoltaicos.

Luego de tener el cuadro de cargas y las horas de uso procedemos a calcular la energía en AC y en DC tal como se aprecia en la tabla 6.

Tabla 6:

Cuadro de demanda energética diaria en AC y en DC.

Cargas en AC	Potencia (W)	Tiempo (h)	Energía (Wh)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Capacidad (Ah)
Iluminación	100	6	600	0.45	220	2.72
Tomacorriente	300	4	1200	1.36	220	5.45
Reserva	200	6	1200	0.91	220	5.45
Sub total AC	600		3000	2.72		13.62

Cargas en DC	Potencia (W)	Tiempo (h)	Energía (Wh)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Capacidad (Ah)
*Equipos de comunicación.	860	24	20640	17.91	48	430
Sistema de ventilación.	150	24	3600	3.125	48	75
Luminarias	120	4	480	2.5	48	10
Balizaje.	100	12	1200	2.08	48	25
Reserva	200	24	4800	4.16	48	100
Sub total DC	1380		30720	29.75		640

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de la energía AC (Wh/día)

$$\text{Total Wh/día DC} = \text{Wh/día DC} + 1.15 \times \text{Wh/día AC}$$

El factor **1,15** es para convertir el consumo de AC a DC, ya que los paneles y las baterías electroquímicas solo producen este tipo de corriente. Este factor se tomó considerando una eficiencia de 85 % en la conversión a plena carga del equipo.

$$\begin{aligned} \text{Total Energía/día DC} &= 30720 + 1.15 \times 3000 \\ &= 34170 \text{ Wh/día} \end{aligned}$$

La energía calculada debe ser multiplicada por un factor de seguridad de sobredimensionado un margen aceptable y utilizado es un 20%, que tiene en cuenta el envejecimiento de los paneles, baterías, además del polvo y suciedad sobre el panel y el posible fallo en las conexiones eléctricas del cableado y otros accesorios eléctricos.

$$\text{Total Wh/día DC} = 1.2 \times \text{Wh/día DC}$$

$$\text{Energía DC} = 1.2 \times 34170$$

$$\text{Energía DC} = 41004 \text{ Wh/día}$$

Finalmente tenemos que reajustar con las eficiencias de los distintos componentes del sistema FV como se observa en la tabla 4.

$$\text{Total Wh/día (Paneles)} = \frac{\text{Total Wh/día DC}}{nT \times nC \times nR \times nO}$$

$$Total\ Wh/día\ (Paneles) = \frac{41004}{0.9 \times 0.97 \times 0.9 \times 0.89}$$

$$Total\ \frac{Wh}{día}\ (Paneles) = 58577.14\ Wh/día$$

Esta es la energía que tiene que proporcionar los módulos fotovoltaicos, para satisfacer la demanda energética.

Para calcular la carga eléctrica (Ah) requeridos usaremos la siguiente formula:

$$L = \frac{Total\ Wh/día\ (paneles)}{Vsistema}$$

Donde:

L: Carga real a suministrar (Ah).

Vsist.: Tensión nominal de la instalación en DC (V).

$$L = \frac{58577.14\ Wh/día}{48V}$$

$$L = 1220.36\ Ah$$

Características de los paneles en estudio.

En el mercado existe gran variedad de módulos fotovoltaicos, marcas como Tenesol, Shell Solar, Sun Wize, Sun Power, Kyocera, CBNM, etc. De

todos ellas para fines prácticos se usará los paneles de la marca Atersa, que es una de las más reconocidas y confiables en Europa, además se encuentra disponible en nuestro país.

Características de los paneles fotovoltaicos

Se seleccionó una lista de los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado peruano, en la tabla 7, se observa las características más importantes.

Tabla 7:

Características de paneles estudiados.

MARCA/ MODELO	Wp	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	Efic.	Tipo	Dimens .(mm)	Peso (kg)	Orige n	S/ USD
TENESOL TE-850	90	18.1	5	22.2	5.3			1231x556x 24.5	8		
KYOCERA KC-85T	85	17.4	5.02	21.7	5.34			1007x652x 58	8.3		
CNBM	250	30.1	8.31	37.4	8.83	--	Pol.	1638x982x 40	19. 5	CHINA	--
SIMAX 156 SP-660	250	30.5	8.2	37.8	8.85	15.2	Pol.	1640x992x 50	20	CHINA	290
SIMAX 156 SM-660	250	30.7	8.15	38.1	8.80	15.3	Mon.	1640x992x 50	19. 1	CHINA	350
ATERSA A-250P	250	29.5 3	8.45	37.6	8.91	15.3 5	Pol.	1690x1016 x35	21. 5	ESPA ÑA	280

Fuente: Elaboración propia.

Cuyos datos más relevantes son los siguientes:

- W_p : Es la potencia máxima pico que entrega el panel a unas condiciones dadas ($T=25^{\circ}\text{C}$, irradiancia= $1000\text{W}/\text{m}^2$, $AM = 1.5$, luz solar perpendicular al módulo)
- V_{mp} : Es el voltaje máximo pico, es la tensión a la cual opera en su punto de máxima potencia.
- V_{oc} : Es la tensión de circuito abierto, la máxima tensión alcanzada por el panel.
- I_{mp} : Es la corriente máxima pico del panel seleccionado.
- I_{sc} : Es la corriente de corto-circuito.

De todos ellos se optó por el panel policristalino Atersa A-250P, que tiene una mejor eficiencia 15.35% (según catalogo ver Anexo B); así como su disponibilidad y costo en el mercado peruano.

Número de paneles en serie.

Para el cálculo del número de paneles en serie (N_{ps}), usaremos la fórmula:

$$N_{ps} = \frac{V_{sist.}}{V_{mp}}$$

Donde:

$V_{sist.}$: Tensión nominal de la instalación (V).

V_{mp} : Tensión nominal del módulo (V).

$$Nps = \frac{48V}{29.53V}$$

$$Nps = 1.62$$

$$Nps \approx 2 \text{ paneles}$$

Número de paneles en paralelo.

Para el cálculo del número de paneles en paralelo (Npp), usaremos la siguiente formula:

$$Npp = \frac{L}{Imp \times H.S.P}$$

Donde:

L: Carga real a suministrar (Ah).

Imp: Valor medio que toma la intensidad en el rango de tensión de trabajo, desde el punto de máxima potencia al de corto circuito.

H.S.P: Horas de sol pico sobre el plano inclinado en el peor mes.

$$Npp = \frac{1220.36}{8.45 \times 4.18}$$

$$Npp = 34.9791$$

$$Npp \approx 35 \text{ paneles}$$

Número de paneles en total.

El número de módulos fotovoltaicos viene dado por la expresión:

$$N = N_{pp} \times N_{ps}$$

$$N = 35 \times 2 = 70 \text{ paneles.}$$

Dimensionamiento y selección de banco de baterías.

Para el cálculo de la batería es necesario estimar el número de días de autonomía requerido en la instalación, que evidentemente dependerá del número de días seguidos sin sol que pueden darse en la ubicación de la misma.

El sistema de acumulación, en Wh, vendrá determinado por la expresión:

$$E_{acu} = \frac{N \times E_{elec}}{0.9 \times P_{dd}}$$

Donde:

E_{acu}: Energía acumulada (Wh)

N: Días de autonomía de la instalación. Este parámetro viene fundamentalmente determinado por las características climatológicas de la zona y el uso o finalidad de la aplicación. La recomendación mínima es de unos 3 días.

Eelec: Energía total (Wh/día)

Pdd: Profundidad de descarga máxima de trabajo. Dependiendo de la tecnología de la batería este parámetro varía entre 0,5 para baterías de automoción, 0,6 para baterías de placa plana espesas y 0,8 para baterías tubulares o de varilla.

Nota: Las baterías no deberían ser descargadas en más del 60%, de lo contrario su tiempo de vida disminuirá demasiado.

Por lo tanto, el tamaño de la batería de almacenamiento aumenta considerablemente.

$$E_{acu} = \frac{2 \text{ días} \times 58577.14 \text{ Wh/día}}{0.9 \times 0.6}$$

$$E_{acu} = 216952.37 \text{ Wh}$$

Y la capacidad necesaria está definida por:

$$C = \frac{E_{acu}}{V_{acu}}$$

Donde:

C: Capacidad de la batería (Ah).

E: Energía acumulada (Wh).

Vacu: Voltaje de las baterías (V).

$$C = \frac{216952.37Wh}{48V}$$

$$C = 4519.84 \text{ Ah}$$

Utilizaremos baterías de 12V - 250Ah. Enersol.

Tabla 8:

Datos técnicos de la batería Enersol 250.

Tipo	Capacidad	Tensión	Dimensiones (mm)			Peso
	Ah	V	Ancho	Largo	Alto	Kg
Enersol 250	250	12	528	276	242	63

Fuente: Elaboración propia.

Número de baterías en paralelo (Nbp).

$$Nbp = \frac{C_{requerida}}{C_{1bat.}}$$

$$Nbp = \frac{4519.84Ah}{250Ah}$$

$$Nbp = 18 \text{ baterías}$$

Número de baterías en serie (Nbs).

$$Nbs = \frac{V_{sistema}}{V_{1bat.}}$$

$$Nbs = \frac{48V}{12V}$$

$$Nbs = 4 \text{ baterías}$$

Numero de baterías en total (Nbt).

$$Nbt = Nbp \times Nbs$$

$$Nbt = 18 \times 4 = 72 \text{ baterías.}$$

Formaremos 3 bancos de baterías conformados por 24 cada uno.

Cada banco nos proporcionará 1500Ah a 48VDC.

Dimensionamiento y selección del regulador de carga.

En cuanto al regulador de carga, su elección se realizará en función de la aplicación, la tensión nominal del sistema, la corriente máxima de generación y la corriente máxima de carga.

La corriente en operación continua que debe ser soportada por el controlador de carga en el ingreso de energía proveniente de los módulos fotovoltaicos está dado por:

$$Ient = 1.25 \times Npp \times Imp$$

Donde:

Ient: Intensidad máxima generada por los módulos fotovoltaicos.

Npp: Número de módulos en paralelo que constituyen el generador fotovoltaico.

Imp: Intensidad nominal del panel (A).

$$I_{ent} = 1.25 \times 35 \times 8.45$$

$$I_{ent} = 369.68A$$

Por tanto al ingreso del regulador se espera una corriente de 295.75A con una tensión máxima de 59.6VDC.

$$I_{carga} = 1.25(I_{dc} + I_{ac} * \frac{V_{ac}}{V_{dc}})$$

Donde:

I_{carga}: Intensidad máxima que va suministrar el regulador.

I_{dc}: Intensidad total de los equipos en dc.

I_{ac}: Intensidad total de los equipos en ac.

V_{dc}: Tensión del sistema en dc.

V_{ac}: Tensión del sistema en ac.

$$I_{carga} = 1.25(28.75 + 2.27 * \frac{220}{48})$$

$$I_{carga} = 48.94A$$

Por tanto a la salida del regulador se espera una corriente de 39.15A con una tensión 48VDC.

Utilizaremos 3 reguladores de carga cada uno soportará en la entrada como mínimo.

$$I_{ent.} = \frac{369.68A}{3} = 123.22A$$

Y en la carga cada uno soportará como mínimo.

$$I_{carga} = \frac{48.94A}{3} = 16.31A$$

El escogido es regulador de carga digital con salidas auxiliares LEO 3, modelo Reg. LEO3 150/50A 48V, que cuenta con protecciones contra cortocircuitos, sobretensiones, sobrecargas.

Tabla 9:

Características Eléctricas del regulador LEO3.

Modelo	Vent.	Vn	Ient.	Icarga	Dimensiones
	Max (V)	(V)	(A)	(A)	(mm)
Reg. LEO3 150/50A	80.6	48	150	50	200x400x600

Fuente: Elaboración propia.

Dimensionamiento y selección del inversor DC/AC.

En algunas instalaciones fotovoltaicas es necesario suministrar energía en corriente alterna (AC) por lo que se dispondrán de un equipo para invertir la corriente a partir de la corriente continua (DC) generada por el sistema. El inversor por lo general se conectará directamente a la batería, para evitar que los picos de corriente puedan dañar al regulador de carga.

$$I_{ac} = 1.25x \frac{W_{ac}}{V_{sist.}}$$

Donde:

I_{ac}: Intensidad máxima que debe soportar en corriente alterna (A).

W_{ac}: Potencia total del sistema en corriente alterna (W).

V_{sist.}: Voltaje del sistema en corriente alterna (V).

$$I_{ac} = 1.25x \frac{600W}{220V}$$

$$I_{ac} = 3.41A$$

De acuerdo al Reglamento técnico “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp” (Ministerio de Energía y Minas, 2005), se deben cumplir las siguientes condiciones:

- La distorsión armónica total en tensión del inversor debe ser inferior a 5 % en relación a la tensión fundamental RMS.
- La frecuencia nominal se debe mantener entre ± 5 % del valor nominal.
- La caja del inversor debe cumplir con un índice de protección de IP 54.

El inversor seleccionado es el tauro cuyas características se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 10:

Características eléctricas del inversor TAURO.

Modelo	P.nominal (VA)	Vent dc(V)	Ient.dc max(A)	Vsalida ac (V)	Forma de onda
TAURO BC 848	800	40-64	150	230	Senoidal pura

Fuente: Elaboración propia.

Dimensionamiento y selección de conductores en DC.

El calibre de los conductores se calcula de acuerdo a la capacidad de corriente y los requisitos de regulación, y su tipo en función de las condiciones ambientales: radiación solar, temperatura y humedad.

En nuestro proyecto al encontrarse en una zona desértica, utilizaremos para la conexión entre paneles y de los paneles al regulador cables flexibles resistentes al calor, humedad, esfuerzos mecánicos, etc. Entre ellos cables unipolares tipo SE, ZZ-F, UF y USE.

Los tramos de cables en corriente continua serán tramos que respetarán el código de colores, compuestos de dos conductores activos (positivo y negativo) más el conductor de protección; deberán estar debidamente etiquetados Indicando en la cubierta protectora exterior, por lo menos, el tipo de cable, sección y fabricante del mismo (Según la NTP 370.252).

Los cables para la instalación deben contar con el aislamiento adecuado, la selección de los mismos depende de la aplicación y del tipo de canales utilizados. Para realizar los cálculos se seguirán las indicaciones de la Norma Técnica Peruana (NTP) y del Código Nacional de Electricidad (CNE). A pesar de que muchos cables cumplen con el CNE, en una SFV los requerimientos son más rigurosos tal como lo estipula la IEC.

Los cables deberán trabajar a la intemperie según la norma IEC-60811. Por ello se seleccionó un tipo de cable adecuado para estos casos el ZZ-F.

Para las conexiones de los paneles con los tableros de conexión TC-Ms usaremos el cable Top Solar (PV ZZ-F), que posee las siguientes características.

- Conductor de cobre Flexible.
- Resistencia a los impactos de grado medio.
- Resistente a los rayos ultravioletas.
- Temperatura de trabajo -40 a 120°C
- No propaga la llama.
- Aislamiento libre de halógenos.
- Resistencia a la abrasión.
- Instalación al aire libre.

Para el cálculo de la sección (S) de conductores en corriente continua, como es éste el caso de las instalaciones fotovoltaicas, se empleará la siguiente formula:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{K * CT}$$

Donde:

S: Sección del conductor (mm²)

L: Longitud del conductor (m).

I: Intensidad de Corriente (A)

k: Factor de conductividad (m/Ω.mm²), para cu k=56m/Ω.mm²

V: Es la tensión de operación (V).

CT: caída de tensión máxima permitida.

En la siguiente tabla se indican los porcentajes de caída de tensión máxima y recomendada para cada tramo en una instalación fotovoltaica (extraído de “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500Wp:

Tabla 11:

Porcentajes de caída de tensión.

Tramo	Máxima	Recomendada
Batería - Regulador	1%	1%
Paneles - Regulador	3%	1%
Regulador - cargas	5%	3%

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestran los valores nominales para el dimensionamiento del conductor en cada tramo:

Tabla 12:

Dimensionamiento de conductores en DC.

TRAMO		Long.	Inom.	Idis. (cable)	Tensión	C.T máx.	Sección mínima	Sección elegida
Inicio	Fin	m	A	A	V	%	mm2	mm2
Panel	TC-M	9	8.45	10.56	59.06	1	4.6	6
TC-M	Reg.	10	101.4	126.75	59.06	2	30.65	35
Reg.	BB	5	87.97	109.96	48	1	32.72	35
Reg.	TDC	6	13.43	16.78	48	2	2.99	6
TDC	EQ1	10	17.91	22.38	48	1.5	8.88	16
TDC	INV.	7	11.56	14.45	48	1	6.02	10

Fuente: Elaboración propia.

Dimensionamiento y selección de conductores en AC.

Para el dimensionamiento de los conductores usaremos las siguientes formulas:

$$Inom = \frac{P}{K * V * \cos\varphi}$$

Donde:

P: Es la potencia nominal (W)

K: Factor para monofásicos 1 y para trifásicos $\sqrt{3}$

Cos φ : Factor de potencia.

V: Es la tensión de operación (V).

$$\Delta U\% = \frac{0.0309 * Inom * L * \cos\varphi}{AxV} * 100\%$$

Donde:

L: Es la longitud del tramo de conductor que se esté considerando (m)

Cos φ : Factor de potencia.

I: es la intensidad de corriente que circula por el conductor (A).

U: Es la tensión de operación (V).

A: Es el área del cable (mm²).

Para el sistema de energía en AC usaremos cable THW.

En la siguiente tabla se muestran los valores nominales para el dimensionamiento del conductor en cada tramo:

Tabla 13:

Dimensionamiento de conductores en AC.

TRAMO		Longitud	Potencia	Inominal	Idis. (cable)	Tensión	Sección	C.T. máx.
Inicio	Fin	m	W	A	A	V	mm ²	%
Inv.	TG-AC	3	500	2.27	2.83	220	10	0.08
TG-AC	Baliza	60	200	0.91	1.13	220	2.5	0.3
TG-AC	Tomac	10	300	1.36	1.7	220	4	0.04

Fuente: Elaboración propia.

Dimensionamiento y selección de tuberías.

Las tuberías serán empotradas del tipo PVC-SAP, para el dimensionamiento se consultó a la Tabla 6 “Máximo número de conductores de una dimensión en tuberías pesadas o livianas” del código nacional de electricidad. (MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, 2006) Para mayor detalle ver Anexo 7.

La instalación de tuberías se complementa con uniones simples de PVC-P, conectores a caja, curvas, pegamento, etc. Es decir todo accesorio que garantice una unión segura y hermeticidad adecuada.

Dimensionamiento y selección de las protecciones.

Los dispositivos de protección tienen la finalidad de proteger la vida humana y los equipos; para el sistema fotovoltaico se harán 2 sistemas de protecciones en AC y en DC.

Protecciones en DC. Entre las características más importantes se puede mencionar:

- Contra sobretensiones usamos limitadores de tensión (varistores) o DPS (dispositivos de protección contra sobretensiones)
- Contra sobrecorrientes y cortocircuitos usamos fusibles e interruptores automáticos.
- Contra flujo inverso de corriente usamos diodos de bloqueo.

Tabla 14:

Características de protecciones en DC.

TRAMO		Inom.	Tensi ón	Diodo de bloqueo	Fusible	Interruptor térmico	Varistor o DPS
Inicio	Fin	A	VDC	Aplica	$I_f=1.5 \cdot I_n$	$I_{itm}=1.2 \cdot I_n$	Aplica
Panel	TC-M	8.45	59.06	Si	12.67	No	Si
TC-M	Reg.	101.4	59.06	No	No	121.68	No
Reg.	BB	87.97	48	No	No	105.56	No
Reg.	TG-DC	13.43	48	No	No	14.63	Si
TG-DC	EQ1	22.08	48	No	No	26.49	No
TDC	INV.	11.56	48	No	No	13.87	No

Fuente: Elaboración propia.

Los interruptores automáticos para aplicaciones en corriente continua realizan la función de protección contra sobrecargas, cortocircuitos, control y seccionamiento.

Los fusibles de protección irán con su portafusible y serán del siguiente tipo:

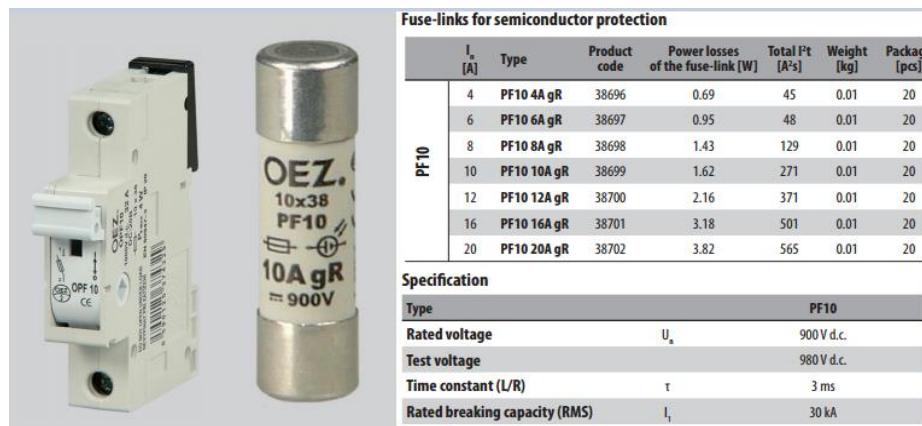


Figura 41: Fusible y portafusible de protección DC.

Para la selección del DPS dispositivo de protección contra sobretensiones nos remitimos a la norma IEC 61643, tal como se observa en la tabla 15:

Tabla 15
Tipos de protecciones

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta-alta	Media-alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja-media	Media-alta	Muy alta
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones conducidas o inducidas	

Fuente: norma IEC 61643

Como norma general, las características para la selección del dispositivo de protección se determinarían según los siguientes criterios:

- U_c : la tensión del varistor deberá de seleccionarse de tal forma que no permita el paso de la corriente cuando la tensión es igual a la tensión de circuito abierto del módulo ($U_n > 1,4 \times U_{oc}$)
- U_p : nivel de protección, inferior a 1,5 kV en el lado de continua y, dependiendo de los equipos a proteger en el lado de alterna, serán

<1,5 kV en el caso de haya equipos electrónicos sensibles (ej. TV, PC, equipos digitales, etc) o <2,5kV si no hay equipos electrónicos.

- $I_n \geq$ a 5 kA hasta 15 kA en onda normalizada 8/20 μ s o $I_{max} \geq$ a 10 kA hasta 40 kA, en función del nivel de protección deseado, en el caso de dispositivos Tipo II; en el caso de que exista un pararrayos, como hemos dicho, habrá que seleccionar dispositivos Tipo I con $I_{imp} \geq$ a 15 kA hasta 40 kA en onda normalizada 10/350.

El DPS usado en la caja de conexiones TC-M, será con EATON modelo SPPVT12-06-2-PE cuyos datos son: $U_p=600$ vdc, 40kA, Tipo I

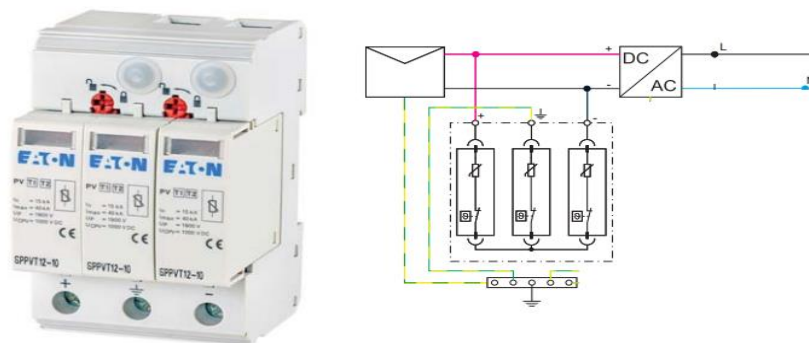


Figura 42: SPD Eaton

El DPS para el tablero TG-DC será con ABB modelo OVR TC 48V del tipo II; cuyos datos son los siguientes $U_p=70$ v, 10kA que está diseñado especialmente para usos en telecomunicación.

Los diodos de bloqueo serán de 15 Amp. Solar Blocking Diode 15SQ045 cuyos parámetros son $V = 600$ V, I_{max} 15A, Máx. corriente inversa 2mA.

Para los interruptores termomagnéticos se usará la línea S800PV-S de ABB que es especial para sistemas fotovoltaicos.

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1

Figura 43: Interruptor DC, Fuente ABB

Protecciones en AC. Entre las características más importantes se puede mencionar:

- Contra sobretensiones usamos limitadores de sobretensión (TVSS)
- Contra sobrecorrientes y cortocircuitos usamos interruptores automáticos.
- Contra contactos directos usamos diferencial.

Tabla 16:

Protecciones en AC.

TRAMO		Inom.	Tensión	Diferencial	TVSS
Inicio	Fin	A	V	Aplica	Aplica
Inv.	TG-AC	2.27	220	No	Si
TG-AC	Iluminac	0.91	220	No	No
TG-AC	Tomac	1.36	220	Si	No

Fuente: Elaboración propia.

El TVSS se ubicara dentro del tablero TG-AC y será del tipo unipolar de 120kA, 230V por fase de la marca Schneider PRD 8 que es recomendado para protección de cargas, se instala en cascada con otros limitadores.

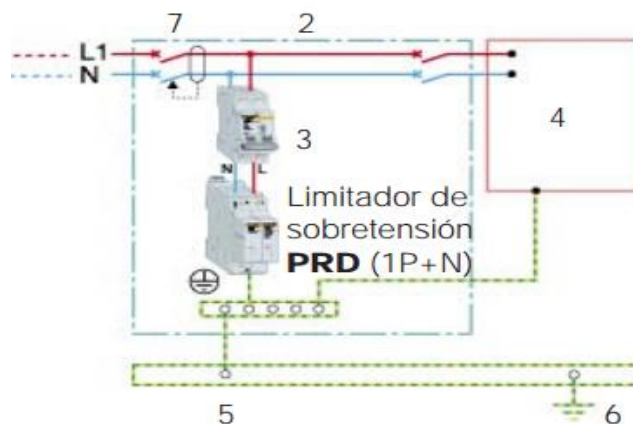


Figura 44: Supresor de transientes de voltaje.

Dimensionamiento del SPAT.

Para el aterramiento de la EBT se utilizarán 2 sistemas de aterramiento uno para el sistema AC y el otro para DC ambos $R < 5 \Omega$

Las dimensiones de los cables utilizados se hizo en base a las tablas 17 “Sección mínima de conductores de tierra para sistemas de corriente alterna o conductores de tierra comunes” y tabla 18 “Sección mínima del conductor de puesta a tierra para canalizaciones y equipos de conexión” del código nacional de electricidad.

SPAT en AC

Se instalaran 2 pozos convencionales para las instalaciones además de 1 pozo exclusivo para el pararrayo, todos estos pozos estarán interconectados entre sí, con electrodos verticales tal como se indica el estudio de resistividad (Ver Anexo 8). Este sistema nos garantiza una resistencia de 4.18Ω .

La unión entre dichos pozos será con cable desnudo cobre $1 \times 50 \text{mm}^2$, en zanja tratada.

Se tendrán barras de aterramiento en AC, EGB-AC, MGB-AC Y RF-1,2,3, con la finalidad de concentrar los diferentes puntos de aterramiento.

El aterramiento entre barras y los pozos serán con cable 1x50mm² TW.

SPAT EN DC

Se recomienda un SPAT si un sistema fotovoltaico posee una tensión nominal superior a 50VDC, en este proyecto si bien la tensión nominal es de 48VDC, en los módulos fotovoltaicos en seriados tenemos tensiones de 59.2VDC; por ello todo el sistema en DC será aterrado con un SPAT propio.

Se instalaran 2 pozos convencionales interconectados entre sí, con electrodos verticales tal como se indica el estudio de resistividad. Este sistema garantiza una resistencia de 4.18Ω.

Se tendrán barras de aterramiento en DC, IGB-AC, RF-T y MGB-DC con la finalidad de concentrar los diferentes puntos de aterramiento.

Soportes.

Toda la soportería para sistemas solares fotovoltaicos deberá ser construida preferentemente de aluminio, pues estas al estar a la intemperie son afectadas por la abrasión, oxidación y corrosión.

Con la finalidad de reducir costos también se podría utilizar soportes de metal galvanizado.

Sistema de iluminación.

La iluminación en DC será con lámparas del tipo led tube T5, cuyas características son 10W, 48VDC, 60Hz, temperatura de color 3000°K, dentro de una luminaria del tipo hermético.



Figura 45: Luminaria DC tipo Led Tube.

Para la iluminación en AC será con lámparas fluorescentes de 2x36W, 220VAC, 60Hz, temperatura de color 3000°K, dentro de una luminaria del tipo hermético Indiko o Jوسفel.

Tomacorrientes e interruptores.

Todos los tomacorrientes e interruptores serán de marcas reconocidas, para uso al exterior serán del tipo Idrobox.



Figura 46: Interruptores y tomacorrientes del tipo hicrobox.

Sistema de Balizaje.

Toda torre de 40m o que sobrepase esta altura, deberá tener un sistema simple automático de luz de balizaje en dos niveles de altura, el primer nivel a media altura de la torre (2 lámparas) y el segundo nivel en la cima (2 lámparas) (Entel, 2015).

La baliza dual AV-OL-ILAB-12 responde a los requerimientos del diseño, puede trabajar a 48VDC, puede trabajar una BALIZA permanente y la otra como respaldo, cumple las normas de luces de obstrucción OACI. Este modelo puede usarse para señalar obstáculos hasta 45 metros de altura que suponen un peligro para los aviones por la noche, como torres de telecomunicaciones, molinos de viento, edificios y otras estructuras de altura.

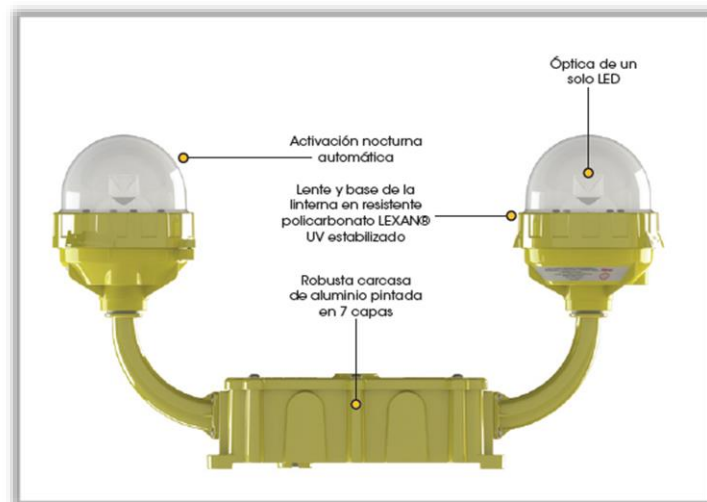


Figura 47: Baliza AV-OL-ILAB-12

Tableros Eléctricos.

Caja o cuerpo: La caja será del tipo para empotrar o adosar en la pared, construida de F°G° de 2 mm de espesor, debiéndose tener orificios cuyo diámetro estará de acuerdo con los cables alimentadores.

Puerta y mandil: La puerta y mandil serán del tipo abisagrado, en el interior de la puerta llevará una empaquetadura hermética. IP 65.

Barras de cobre: Serán de Cobre Electrolítico con dimensiones adecuadas para las cargas, también tendrá barra de tierra.

Interruptores: Serán termomagnéticos contra sobrecargas y cortocircuitos, identificando el circuito que alimentan; intercambiables, de tal manera que puedan ser removidos sin tocar los adyacentes.

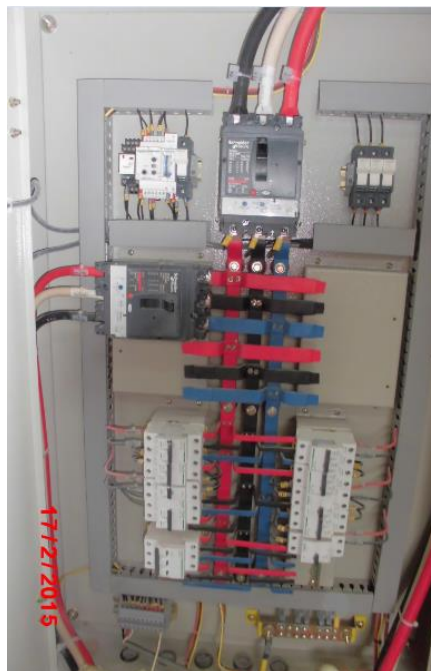


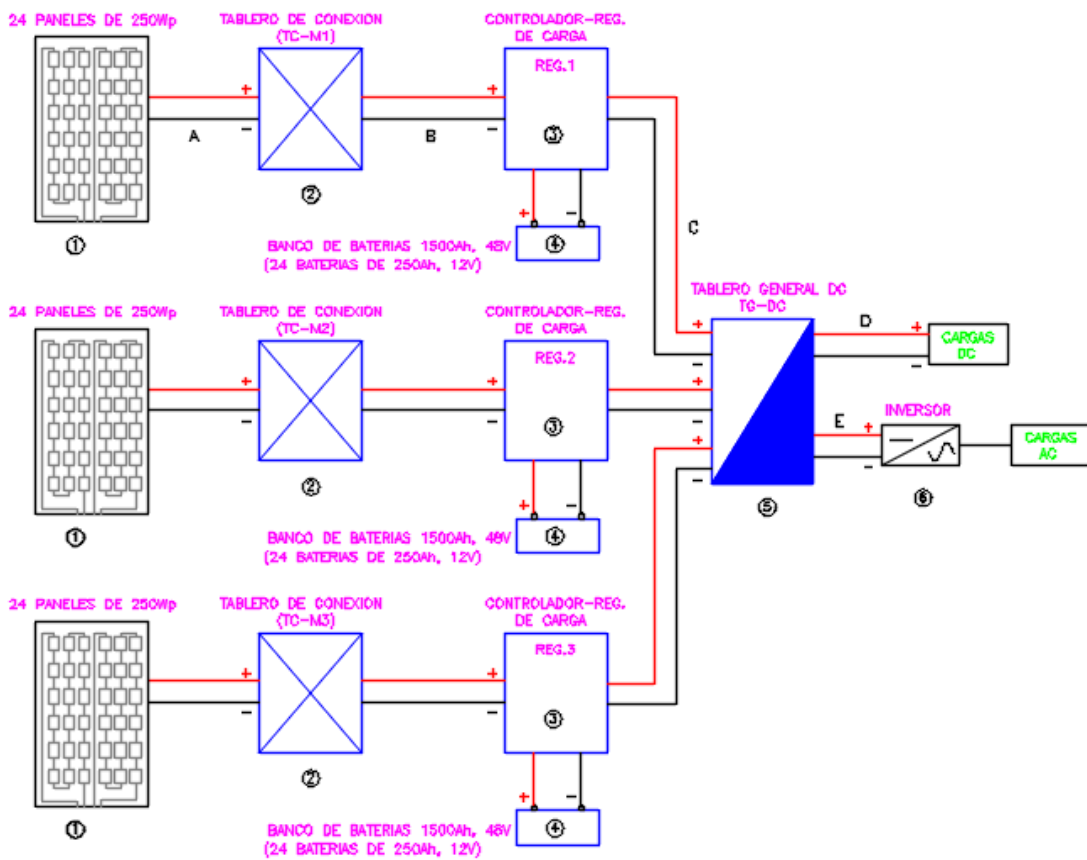
Figura 48: Tablero AC.

3.3.Revisión y consolidación de resultados.

El sistema Fotovoltaico seleccionado es del tipo Off-grid, que son sistemas autónomos, diseñados para operar en forma independiente de la red eléctrica.

Este sistema se complementara a futuro con un grupo electrógeno con el fin de poder contar con energía de respaldo en caso de haber días con poca radiación, o bien con mucha demanda energética.

En la figura se aprecia el diagrama en bloques que conforma el SFV.



ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA EBT CERRILLO

Figura 49: Diagrama en bloques del SFV.

El sistema está compuesto por:

- 1: 72 paneles ATERSA A-250P, con una potencia pico de 250W, en 3 grupos de 24 paneles cada uno.
- 2: 3 tableros de conexión, en cada tablero se interconectan 12 paneles en serie de a 2.
- 3: 3 controlador-regulador LEO 3 de 150A c/u, 48VDC
- 4: 3 bancos de baterías, cada banco proporciona 1500Ah – 48VDC, un banco está integrado por 24 baterías Enersol de 250Ah a 12V.
- 5: 1 tablero general DC
- 6: 1 inversor TAURO BC 848 de 800VA, 230V, 60Hz, senoidal pura.
- A: cable de conexión entre los paneles y el tablero de conexión, se usará cable 2-1x4mm² PV ZZ-F.
- B: cable de conexión entre el tablero de conexión y el regulador, se usará cable 2-1x35mm² PV ZZ-F.
- C: cable de conexión entre el regulador y el tablero TG-DC, se usará cable 2-1x6mm² THW.
- E: cable de conexión entre el tablero TG-DC y el inversor, se usará cable 2-1x10mm² THW.

En la figura podemos apreciar la ubicación de los paneles proyectados, se observa 3 grupos de paneles (rojo, celeste y verde) cada grupo está conformado por 24 paneles Atersa de 250Wp, también se aprecian los tableros de conexión TC-M1, TC-M2 y TC-M3, todos ellos ubicados en el segundo nivel.

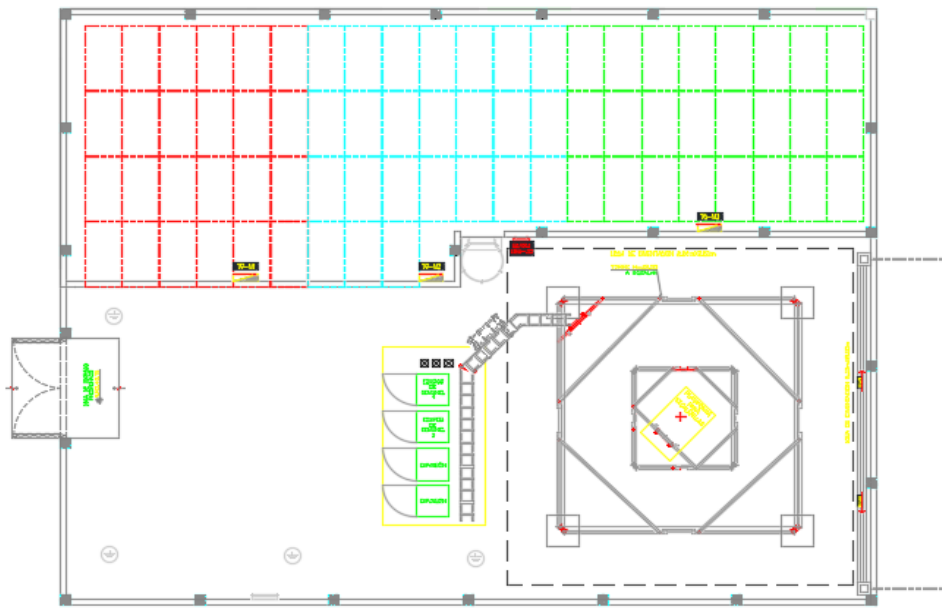


Figura 50: Ubicación de los equipos en planta.

Además se observa la torre cuadrada autoportada de 42m, donde se instalarán las antenas de comunicaciones, los 4 equipos outdoor (2 equipos de comunicación y 2 equipos para expansión a futuro).

En la figura 45 podemos apreciar la ubicación de los bancos de baterías, los reguladores-controladores en la sala de baterías, también el inversor, los tableros TG-DC y TG-AC, todos ellos ubicados en la sala de energía

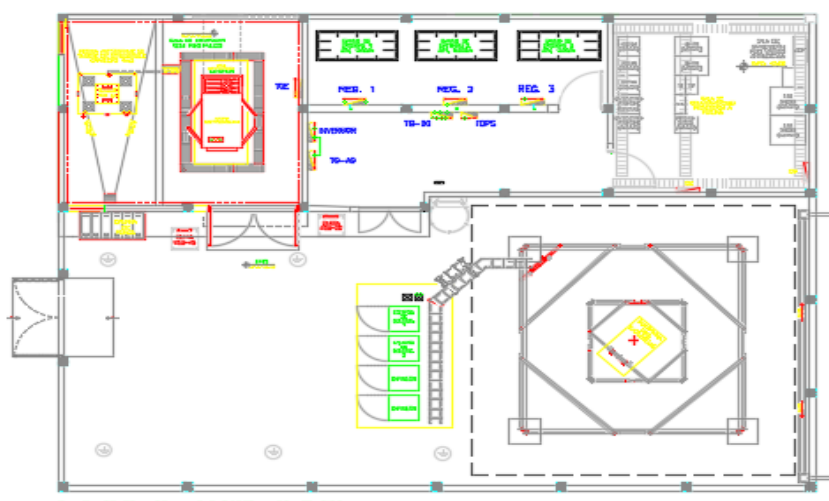


Figura 51: Ubicación de los equipos en primer nivel.

En la figura 46 podemos ver el diagrama unifilar del tablero de conexión TC-M1 donde se aprecian las dos barras, los fusibles de protección, los diodos de bloqueo, un interruptor automático y un varistor o SPD.

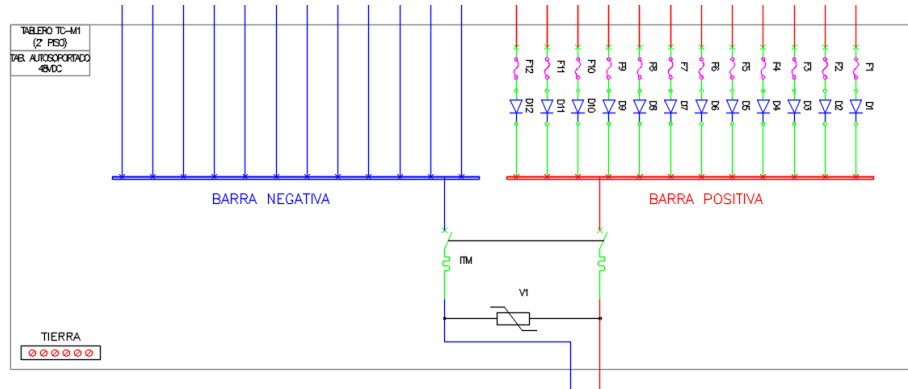


Figura 52: Unifilar del tablero de conexiones.

En la figura 53 podemos apreciar el unifilar del tablero general TG-DC donde se aprecian las dos barras, los breakers, los circuitos derivados y la bornera de tierra.

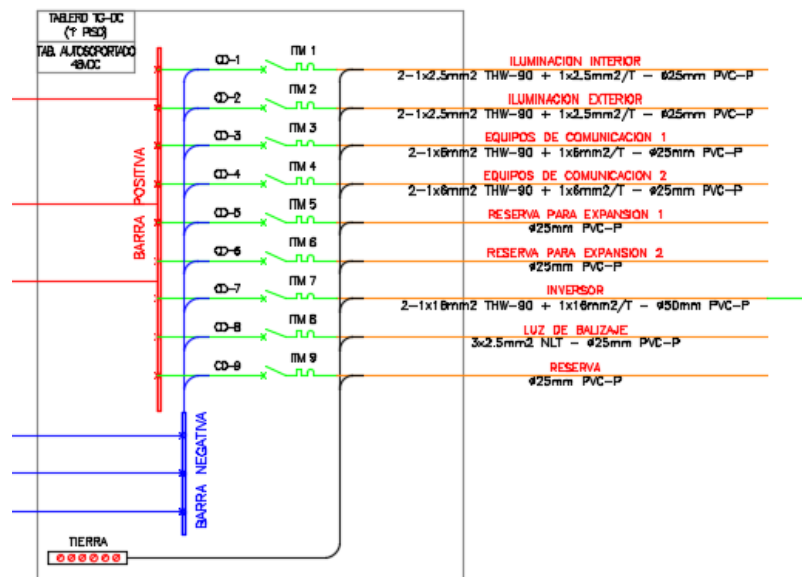


Figura 53: Unifilar del tablero general DC.

En la figura 54 podemos el unifilar del tablero general TG-AC donde se aprecian el ITM principal, los circuitos derivados, un supresor de transientes y una bornera a tierra.

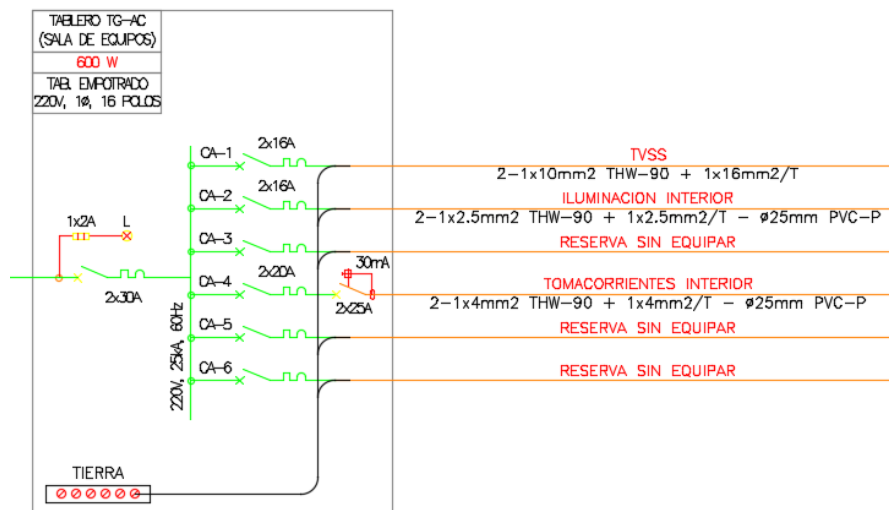


Figura 54: Unifilar del tablero general AC.

La EBT contará con un pararrayo tetrapuntal ubicada en la punta de la torre, con una bajada de 70mm² de cable desnudo de cobre.

También contará con luces de baliza en 2 niveles; tal como se muestra en la figura 55.

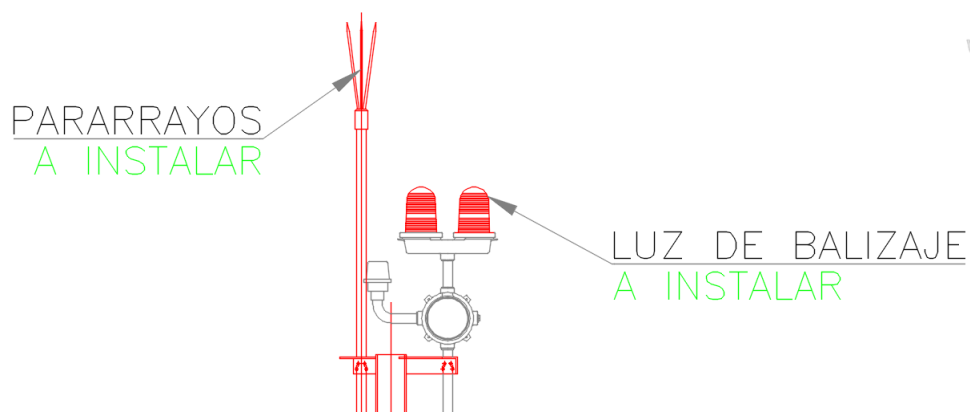


Figura 55: Pararrayo y luz de balizaje.

El sistema de aterramiento está conformado por pozos convencionales, barras de aterramiento, conductores, soldaduras, etc.

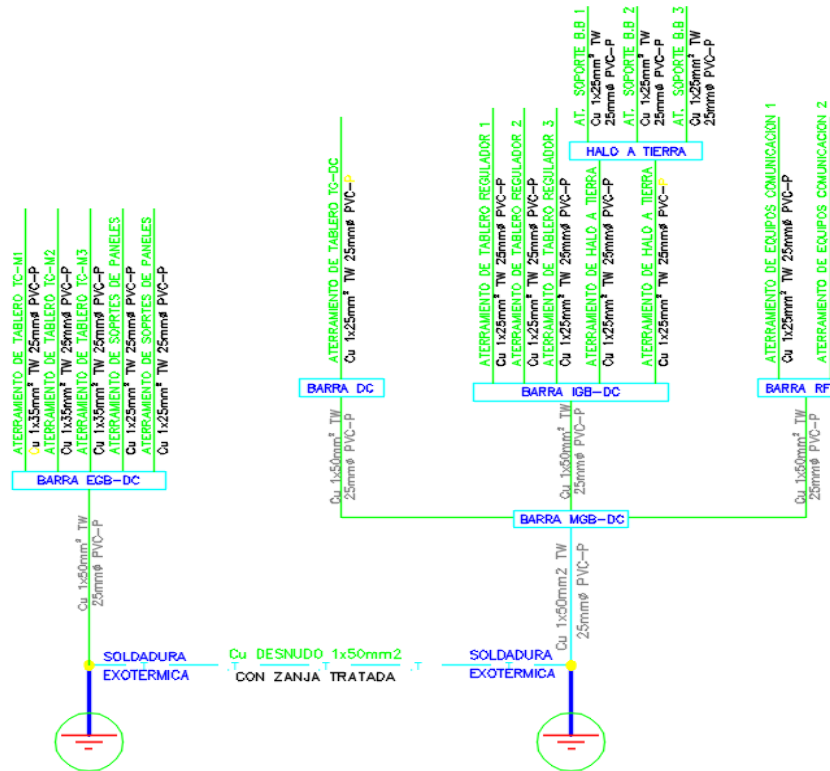


Figura 56: Sistema de aterramiento para DC.

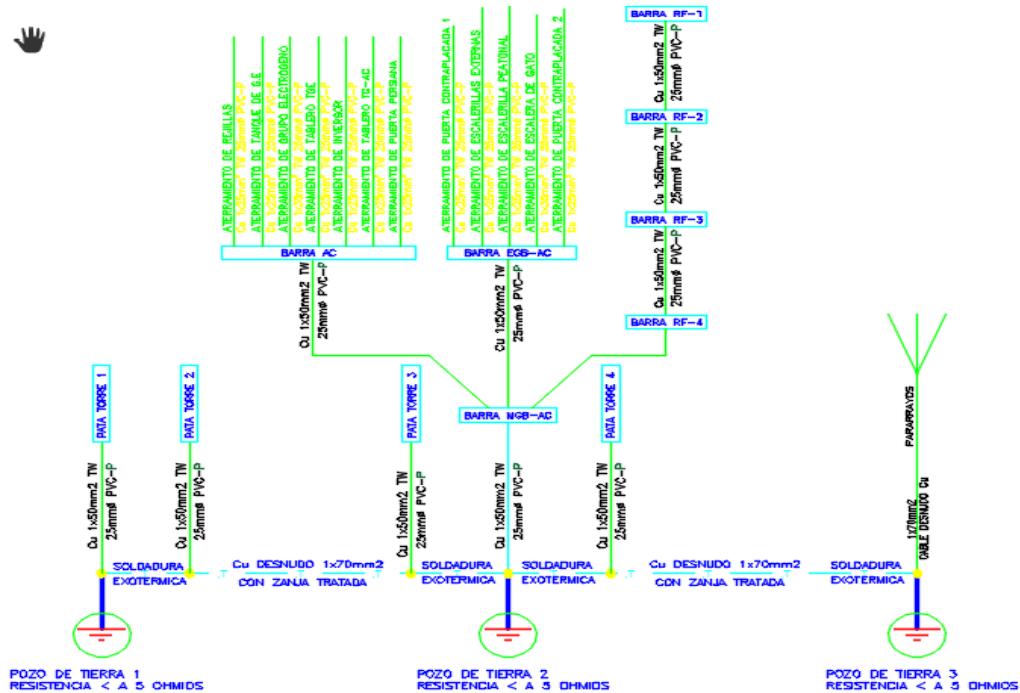


Figura 57: Sistema de Aterramiento para AC.

En la figura 58 podemos visualizar una vista superior de simulada de la EBT, se aprecian los equipos outdoor los paneles en el segundo nivel, la torre, etc.

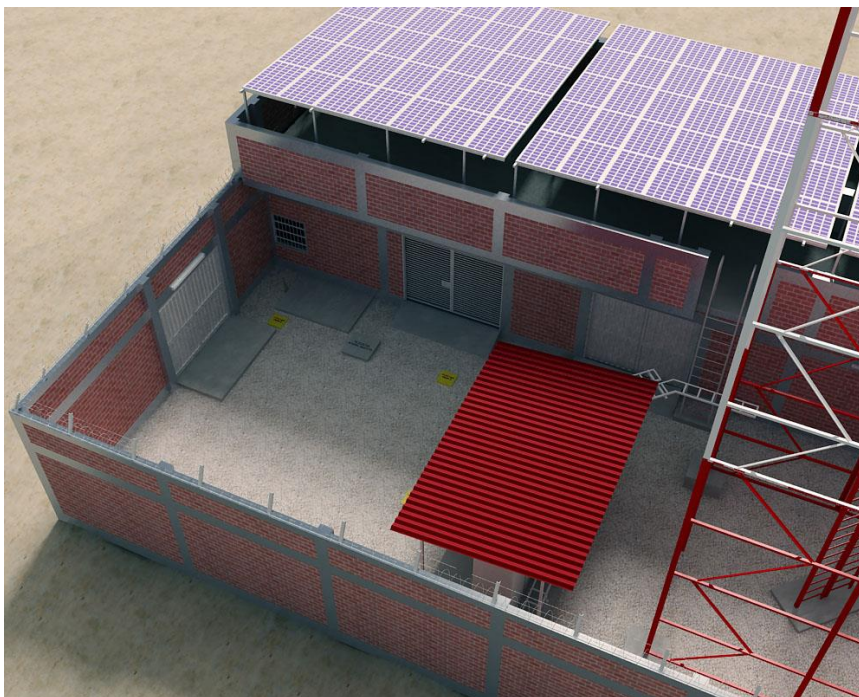


Figura 58: Simulación de la EBT Cerrillo

En la figura 59 podemos visualizar el interior de la EBT desde una vista, se aprecian los tableros, controladores, bancos de baterías, grupo electrógeno, etc.

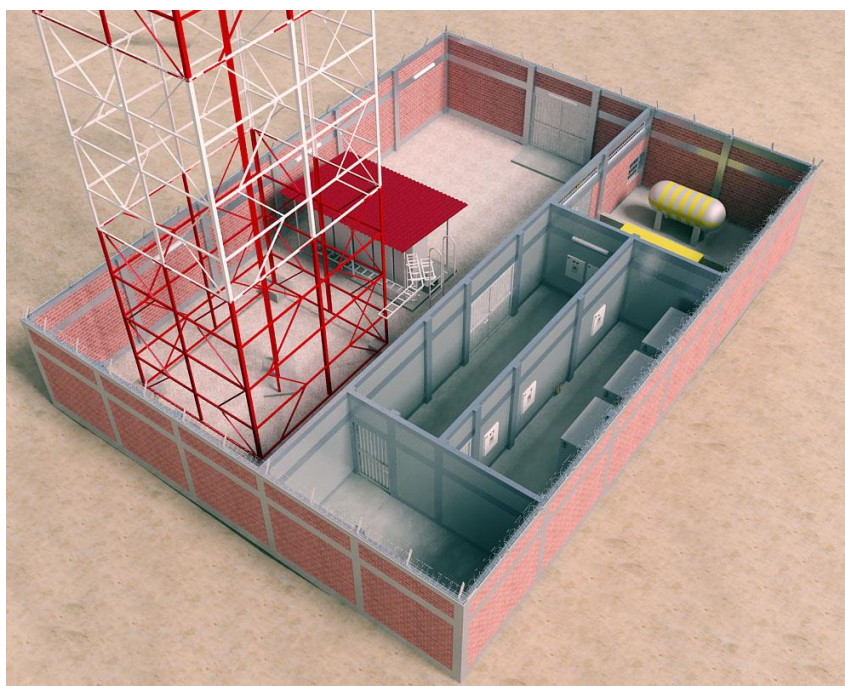


Figura 59: Simulación interior de la EBT Cerrillo.

CONCLUSIONES

El diseño eléctrico fotovoltaico desarrollado satisface la demanda energética de la EBT; se ha desarrollado asumiendo el peor escenario, incluido 2 días de autonomía si las condiciones no son apropiadas para la captación de energía por los paneles.

La ubicación de la EBT es una zona que goza de muy buena radiación todo el año, la cual se puede observar en la tabla de radiación de la Nasa (ver anexos), con 5.79 H.S.P promedio anual, temperatura media 17°C, humedad promedio anual 65.7%

El diseño eléctrico fotovoltaico propuesto cumple con los requerimientos del cliente Entel, como autonomía hasta por 2 días, suministro de energía en AC y DC, protecciones contra contactos directos e indirectos, protecciones contra descargas atmosféricas, etc. Inclusive con la posibilidad de aumentar la capacidad instalada instalando más módulos o instalando en el futuro nuevos paneles con mayor rendimiento que en estos momentos están en prototipo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda emplear módulos fotovoltaicos monocristalinos, ya que éstos tienen un mayor rendimiento sobre los policristalinos, aunque su costo es más elevado.

La ubicación de los módulos será siempre en dirección al norte en nuestro país, la inclinación será de acuerdo a la latitud en que se encuentre, evitar en lo posible sombras.

No colocar los módulos fotovoltaicos a nivel de suelo, pues estarán afectos a la abrasión, contaminación, etc. Ubicarlo a una altura para garantizar una ventilación adecuada.

Usar cables adecuados en la instalación de los módulos fotovoltaicos, ya que estos están expuestos a la intemperie.

La ubicación de los equipos fotovoltaicos (paneles, baterías, reguladores, etc.) deben ser lo más cercano posible para evitar costos en el cableado y caídas de tensión.

El inversor debe sobredimensionarse en su capacidad para prever posibles ampliaciones de carga en el futuro, también debe proyectarse en un lugar que tenga buena ventilación.

Se recomienda el uso de otra fuente energética por ejemplo un grupo electrógeno como respaldo, de esta forma se logra una mayor autonomía.

BIBLIOGRAFIA

A. López, F. Blanco, M. Gutierrez. (2012). Explotación de la red de telefonía móvil en España: Diseño y explotación de estaciones.

Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. (2002). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Ibergraphi. Obtenido de Energía Solar Fotovoltaica: http://www.coitaoc.org/files/estudios/energia_solar_fotovoltaica_2e5c69a6.pdf

Ente Vasco de la Energía. (2000). *La energía solar fotovoltaica en el país Vasco*. Bilbao: San Vicente.

Entel. (2015). Manual de Implementación Sitios Nuevos. *Despliegue de Red*, 24.

M. Pareja Aparicio. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica - Cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: Marcombo.

M. Sc. Ing. C. ORBEGOZO, Ing. R. ARIVILCA. (s.f de s.f de 2010). *Energía Verde*. Obtenido de ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: http://energiaverde.pe/wp-content/uploads/2010/06/Manual_ES_Fotovoltaica.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (22 de 03 de 2005). Resolución Directorial N° 030-2005 EM/DGE. Reglamento técnico. *Especificaciones Técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domesticos hasta 500Wp*. Perú.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. (2006). *CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD*. Lima.

NASA. (26 de 03 de 2008). *Surface meteorology and Solar Energy*. Obtenido de ATMOSPHERIC SCIENCE CENTER: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

O. Perpiñan Lamigueiro, A. Colmena Santos, M. Alonso Castro. (2012). *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. Madrid, España: Artes graficas.

SunFields. (s.f). *sfe-solar*. Obtenido de Boletín Solar Fotovoltaica: http://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2011/09/Sunfields_Boletin_Fotovoltaica_Autonomas.pdf

WIKITEL. (s.f). *Wikitel info*. Obtenido de Estación Base: http://wikitel.info/wiki/Estaci%C3%B3n_base

ANEXOS

ANEXO 1: Datos meteorológicos de la ubicación de la EBT.

3/9/2015

NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data

[SSE
Homepage](#)

[Find A Different Location](#)

[Accuracy](#)

[Methodology](#)

[Parameters
\(Units & Definition\)](#)



NASA Surface meteorology and Solar Energy:
RETScreen Data



Latitude **-15.232** / Longitude **-74.947** was chosen.

	Unit	Climate data location	
Latitude	°N	-15.232	
Longitude	°E	-74.947	
Elevation	m	1456	
Heating design temperature	°C	11.17	
Cooling design temperature	°C	21.87	
Earth temperature amplitude	°C	12.18	
Frost days at site	day	0	

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation horizontal kWh/m ² /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
January	17.4	81.5%	6.65	85.9	4.3	20.5	23	234
February	17.8	83.2%	6.64	85.9	4.2	20.4	14	224
March	17.9	82.0%	6.51	85.9	4.0	20.4	13	248
April	17.6	77.3%	5.80	85.9	4.0	20.2	15	234
May	17.1	62.3%	4.86	86.0	4.2	19.7	21	233
June	16.2	54.5%	4.21	86.0	4.4	18.5	39	202
July	15.8	50.9%	4.18	86.1	4.6	18.1	52	195
August	16.2	49.9%	4.73	86.1	4.5	19.1	41	208
September	16.6	52.0%	5.63	86.0	4.4	20.5	34	209
October	17.0	56.1%	6.45	86.0	4.3	21.6	27	225
November	16.9	65.1%	6.87	85.9	4.3	21.5	30	213
December	17.2	73.5%	6.98	85.9	4.4	21.1	26	229
Annual	17.0	65.7%	5.79	86.0	4.3	20.1	335	2654
Measured at (m)					10.0	0.0		

<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets@nrcan.gc.ca&step=1&p=&lat=-15.23175&submit=Submit&lon=-74.94653>

1/2

ANEXO 2: Ficha Técnica Del Panel Seleccionado.

Nueva gama Ultra Sol con Tolerancia positiva 

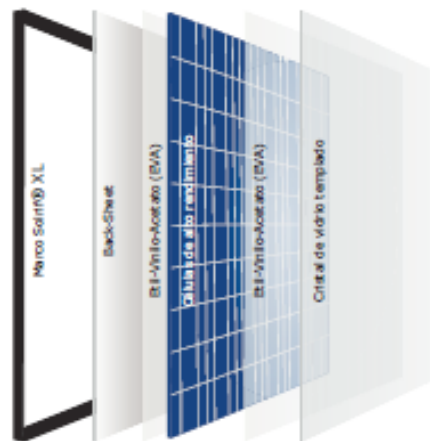
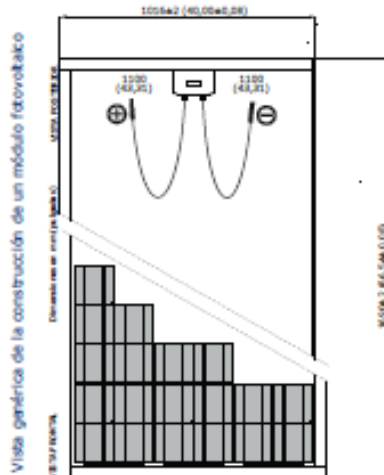
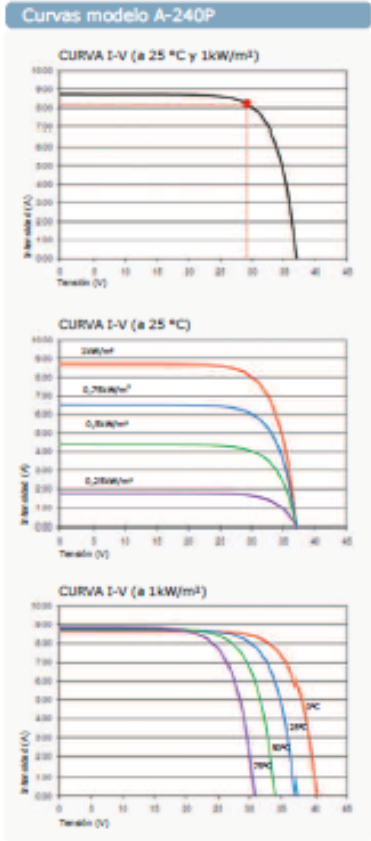
Características eléctricas (STC: 1 kW/m ² , 25±2 °C y AM 1,5)*			
	A-240P SOL	A-245P SOL	A-250P SOL
Potencia Nominal (0/+5 W)	240 W	245 W	250 W
Eficiencia del módulo	14,74 %	15,04 %	15,35 %
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21 A	8,33 A	8,45 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,21 V	29,37 V	29,53 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,73 A	8,82 A	8,91 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,16 V	37,38 V	37,60 V

Parámetros térmicos	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas	
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1690 x 1016 x 35
Peso (kg)	21,5
Área (m ²)	1,72
Tipo de célula	Policristalina 156 x 156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	60 (6 x 10)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4 mm
Marco	Solir® XL
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1100 mm
Conectores	MC4 o combinable MC4

Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40 a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2 °C. Tolerancias medida STC: ±3 % (Pmp); ±10 % (Isc, Voc, Imp, Vmp).



- Módulos por caja: 22 uds
- Peso por palet: 495 kg
- En un contenedor de 40 pies entran 26 cajas: 572 paneles
- En un contenedor de 20 pies entran 12 cajas: 264 paneles
- En un camión TAUTLINER entran 30 cajas: 660 paneles

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

www.atera.com • atera@elecnor.com
 Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111 • Italia +39 039 226 24 82 • Alemania +49 151 153 988 44

Revisado: 23/01/13
 Ref.: MU-6P 6x10-SOL-A
 © Ateraa SL, 2013



ANEXO 3: Ficha Técnica De La Batería Seleccionada

Baterías plomo para Exide Enersol 250



PLOMO-ÁCIDO LÍQUIDO

Baterías monobloque

- Baterías de plomo-ácido, traslúcidas
- Placa plana para uso solar

Características

Las baterías Classic EnerSol son del tipo abierto y su robusto diseño las hace especialmente adecuadas para el uso en aplicaciones de consumo y tiempo libre. Desarrolladas principalmente para sistemas fotovoltaicos, la gama Enersol representa:

- Una vida de diseño en aplicaciones cíclicas más larga en comparación con una batería de automoción estándar
- Mejor tensión de continua gracias a cortas conexiones entre elementos
- Excepcionales propiedades anticorrosión debido al uso de placas de rejilla gruesa
- Separadores internos tipo manga de material microporoso de fibra de vidrio para conservar las características de la batería durante toda su vida
- Adaptadores de terminal opcionales

Se recomienda el uso de cargadores profesionales de 4 etapas que permitan configurar la curva de carga según las necesidades requeridas por el sistema. De esta manera, alargará la vida de sus baterías.



Placas planas



Capac. nominal: 53-256Ah



Tipo monobloc



Bajo mantenimiento



Reciclables

EnerSol	Voltaje nominal	Capacidad C100 1,85 V/C	Capacidad nominal C120 1,85	Intensidad de carga I120 1,85	LaxAnxAl mm	Peso incluyendo ácido	Peso* del ácido	Terminal	Polos
EnerSol 50	12	52	53	0,44	207x175x190	13,6	3,5	A-Terminal	1
EnerSol 65	12	65	66	0,55	248x175x190	17,1	4,5	A-Terminal	1
EnerSol 80	12	78	80	0,66	278x175x190	20,4	5,5	A-Terminal	1
EnerSol 100	12	97	99	0,82	353x175x190	25,2	6,8	A-Terminal	1
EnerSol 130	12	130	132	1,10	348x175x190	35,2	10	A-Terminal	2
EnerSol 175	12	175	179	1,48	613x223x223	46,5	12,2	A-Terminal	2
EnerSol 250	12	250	256	2,13	618x276x242	63,0	18,5	A-Terminal	2

*Densidad del ácido dN= 1,28Kg/l

ANEXO 4: Ficha técnica del regulador seleccionado.

REGULADOR DE CARGA DIGITAL CON SALIDAS AUXILIARES

LEO3



Código	Modelo	Vn (V)	Ip (A)	Ic (A)	Reg C	DB	Consumo	Mejor resol
2005039	Reg LEO3 125A 12V	12	125	-----	No	No	40 mA	1%
2005041	Reg LEO3 125A 12V DB				Si	Si		
2005080	Reg LEO3 75/75A 12V		75	75	Si	No		
2005085	Reg LEO3 75/75A 12V DB				Si	Si		
2005110	Reg LEO3 75A 12V				No	No		
2005115	Reg LEO3 75A 12V DB		-----	No	Si	Si		
2007094	Reg LEO3 150/75A 12V		150	75	Si	No		
2007108	Reg LEO3 150A 12V DB	-----			No	Si		
2006020	Reg LEO3 125/125A 24V	24	125	125	Si	No	40 mA	
2005025	Reg LEO3 125/125A 24V DB				-----	No		
2005040	Reg LEO3 125A 24V		75	75	No	No		
2005045	Reg LEO3 125A 24V DB				Si	Si		
2005090	Reg LEO3 75/75A 24V				Si	No		
2005095	Reg LEO3 75/75A 24V DB				Si	Si		
2005120	Reg LEO3 75A 24V				No	No		
2005125	Reg LEO3 75A 24V DB				-----	No	Si	
2007082	Reg LEO3 250A 24V				250	No	No	
2005080	Reg LEO3 50/50A 48V				48	50	60	Si
2005065	Reg LEO3 50/50A 48V DB	-----	No	Si				
2005070	Reg LEO3 50A 48V	75	75	No		No		
2005075	Reg LEO3 50A 48V DB			Si		Si		
2005100	Reg LEO3 75/75A 48V			Si		No		
2005105	Reg LEO3 75/75A 48V DB			Si		Si		
2005130	Reg LEO3 75A 48V			No		No		
2005135	Reg LEO3 75A 48V DB			-----		No	Si	
2007054	Reg LEO3 150A 48V			150		No	No	
2007079	Reg LEO3 200A 48V			200		-----	No	No
2007091	Reg LEO3 225A 48V	225	50	Si		No		
2007109	Reg LEO3 225A 48V DB	225				Si		
2007079	Reg LEO3 150/50A 48V	150				No		
2007114	Reg LEO3 200/50A 48V	200	-----	No		No		

Donde **Vn**: Tensión nominal

Ip: Intensidad de panel máxima

Ic: Intensidad de consumo máxima

Reg C: Regulación de consumo

DB: Diodo de bloqueo

Consumo: Consumo típico

Resol: Mejor resolución en las medidas

ANEXO 5: Ficha Técnica del Inversor seleccionado.



Inversor TAURO BC



El inversor TAURO ha sido diseñado para transformar energía procedente de una batería en corriente alterna senoidal a 220 V para sistemas fotovoltaicos autónomos. Se trata de un sistema modular y expansible adecuado para entornos domésticos por su facilidad de uso, mantenimiento, bajo nivel sonoro y aspecto estético. La potencia de la instalación puede ser fácilmente ampliada al doble conectando otro equipo en paralelo.

Los inversores TAURO alcanzan un elevado rendimiento y pueden proporcionar potencias puntuales de hasta un 300% de su potencia nominal, por lo que son idóneos para trabajar con motores. Además disponen de un sistema de control que les permite un funcionamiento completamente automatizado.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
	848 ▼
Potencia nominal a 20°C	800 VA
Tensión nominal de entrada	48 Vdc
Rango tensión de entrada (Vdc)	40-64
Desconexión automática baja tensión (Vdc)	43,8-46,4
Potencia pico de arranque	+300%
Intensidad máxima de pico de arranque en DC	150 A
Forma de onda	Senoidal Pura
Tensión nominal de salida	230 Vac o 110 Vac (según modelo)
Rango tensión de salida	± 7 %
Frecuencia nominal de salida	50 Hz o 60Hz (según modelo)
Rango frecuencia de salida	± 0,5%
Distorsión armónica media	< 4 %
Rendimiento máximo	93 %
Potencia en régimen constante	600 VA
Modelos con tensión de salida 110V y 60Hz * Consultar con Dpto. Comercial	
Sensibilidad para arranque automático	9 W
Consumo en vacío a tensión nominal Generando 220Vac (aprox.)	0,15 A
Consumo medio en automático	32 mA
Consumo mínimo en automático	25 mA
Sistema de aislamiento	Transformador toroidal según norma VDE-0550

Principales características de funcionamiento y protecciones:

- Posibilidad de ampliación en paralelo.
- Pulsador de puesta en marcha y paro.
- Posibilidad de funcionamiento en manual o automático.
- Indicador del modo de trabajo (parado, automático o manual).
- Arranque automático cuya sensibilidad puede regularse mediante un potenciómetro externo en la carátula.
- Led indicador de tensión de batería.
- Led que indica sobrecarga en consumo.
- Led de temperatura.



ANEXO 6: Ficha Técnica del conductor eléctrico en DC.

 Top Cable	TECHNICAL SPECIFICATION
	Rev. 8 – 28 – June - 2011
	Issued: J. Arjona Morente
	Approved: F. Díaz Rubio

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)

PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

1. Object.

This document defines the design and manufacturing characteristics of the cables type TOP SOLAR PV ZZ-F (AS) PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.) manufactured by Top Cable.

2. Design.

This type of cables are designed, manufactured and tested according to the latest revision of TÜV 2 PFG 1169/08.2007 standard and UTE C-32 502 standard.

Approvals available:
TÜV-Certificate-No: R60029308

3. Applications.

Flexible cables suitable for mobile and fixed installation. Suitable for connection between photovoltaic panels, and photovoltaic panels to the AC inverter. High security cable (AS): no fire propagation, low smoke emissions and halogen-free. Suitable for indoor and outdoor use. These cables meet the HD 605/A1 weather-UV test.

The materials used in the construction of these cables exceed the thermal endurance test specified in the standard EN 60216 for +120 °C (temperature index). Compliance with this test provides that, with proper installation, operation and maintenance, the estimated life of the cable is 30 years at 90 °C.

4. Characteristics.

Nominal voltage: AC: 0,6/1 kV; DC: 1,8 kV

Ambient temperature range: -40 °C to + 90 °C.

Maximum conductor temperature: 120 °C.

Maximum short-circuit temperature: 250 °C (maximum 5 s).

Minimum bending radius (fixed): 5 x cable Ø.

No flame propagation: EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.

No fire propagation: EN 60332-3 / IEC 60332-3.

Halogen free: according to EN 50267 / IEC 60754

HCl content < 0,5%.

pH > 4,3 ;

conductivity < 10 µS/mm.

Smoke density: light transmittance > 60% (according to EN 61034 / IEC 61034).

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS) PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

Cross-section mm ²	Single cable free in air A	Single cable on surfaces A	To cables adjacent on surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 1,5	30	29	24	38,0
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49
1 x 10	98	93	79	5,46
1 x 16	132	125	107	3,47
1 x 25	176	167	142	2,23
1 x 35	218	207	176	1,58

Table 1

6.2 Correction factors.

The current-carrying capacities must be multiplied with the adequate correction factor when the installation conditions differs from point 6.1

Correction factors for air temperatures other than 60°C.

Air Temp. (°C)	Up to 60	70	80	90	100	110
Factor	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41

Table 2

7. Dimensions.

Table 3 show diameters and weight detailed for every cable.

Cross-section mm ²	Outer Ø ⁽¹⁾ mm	Weight kg/km
1 x 1,5	4,9	40
1 x 2,5	5,0	45
1 x 4	5,6	61
1 x 6	6,2	80
1 x 10	7,2	125
1 x 16	8,2	180
1 x 25	10,8	294
1 x 35	11,9	390

Table 3

- (1) The tolerances on the nominal outer diameters are:
 -0,1+0,2 mm for cables with outer diameter $d \leq 7$ mm.
 -0,1+0,3 mm for cables with outer diameter $7 < d < 10$ mm.
 -0,3+0,5 mm for cables with outer diameter $d \geq 10$ mm.

ANEXO 7: Especificaciones de la luz de Baliza AV-OL-ILAB.

Luz de obstrucción de baja intensidad ICAO Tipo A y B

Luz Dual AV-OL-ILAB-12-R-D y AV-OL-ILAB-UM-R-D

ESPECIFICACIONES**	AV-OL-ILAB-12-R-D 12-48 V CC	AV-OL-ILAB-UM-D 110-240 V CA
Características Luminosas		
Fuente de Luz	Según pruebas AV-OL-ILAB-12-R-D LED y AV-OL-ILAB-UM-D LED	Según pruebas AV-OL-ILAB-UM-D LED y AV-OL-ILAB-12-R-D LED
Colores Disponibles	Rojo de serie. Otros colores disponibles bajo pedido, incluido IR	Rojo de serie. Otros colores disponibles bajo pedido, incluido IR
Intensidad Fija (cd)	Conforme a ICAO L101A & L101B	Conforme a ICAO L101A & L101B
Divergencia Horizontal (grados)	360	360
Divergencia Vertical (grados)	Conforme a ICAO L101A & L101B	Conforme a ICAO L101A & L101B
Tipo de Reflector	Óptico de un solo LED	Óptico de un solo LED
Ajustes de Intensidad	Seleccionable por el usuario entre 10cd y 32 cd	Seleccionable por el usuario entre 10cd y 32 cd
Vida útil de LED (horas)	>100.000	>100.000
Características Eléctricas		
Consumo corriente (mA)	<ul style="list-style-type: none"> 12V: ICAO L101 Tipo A @ 10 cd Rojo con α - Imax = 65 ICAO L101 Tipo B @ 32 cd Rojo con α - Imax = 120 	<ul style="list-style-type: none"> 240V: ICAO L101 Tipo A @ 10 cd Rojo con α - Imax = 6 ICAO L101 Tipo B @ 32 cd Rojo con α - Imax = 12
Protección del Circuito	Integrada	Integrada
Voltaje	12-48 V CC	110-240VAC
Rango de Temperatura	-40 a 80°C	-40 a 80°C
Características Físicas		
Materia de la Estructura	Aluminio pintado en 7 capas	Aluminio pintado en 7 capas
Materia de la Lente	Polycarbonato LEXAN® estabilizado frente a los rayos UV	Polycarbonato LEXAN® estabilizado frente a los rayos UV
Díametro de la Lente (mm/pulgadas)	100 / 3 9/16	100 / 3 9/16
Montaje	Óptico de un solo LED	Óptico de un solo LED
Altura (mm/pulgadas)	4 lóbulos de montaje de 6.5 mm	4 lóbulos de montaje de 6.5 mm
Anchura (mm/pulgadas)	48 / 1 7/8	48 / 1 7/8
Peso (kg/lb)	2.2 / 5	2.2 / 5
Vida útil del producto	Hasta 12 años	Hasta 12 años
Factores Ambientales		
Humedad	0 a 100% ML STD-810F	0 a 100% ML STD-810F
Formación de Hielo	22kg por cm cuadrado	22kg por cm cuadrado
Velocidad del Viento	Hasta 140km/h	Hasta 140km/h
Certificaciones		
CE	EN61004-2:1997, EN61004-1:1997, ISO9001:2008	EN61004-2:1997, EN61004-1:1997, ISO9001:2008
Certificación de Calidad	ICAO	ICAO
Integridad	Luz de Obstrucción de Baja Intensidad Tipo A y B	Luz de Obstrucción de Baja Intensidad Tipo A y B
Propiedad Intelectual	AVUS® es una marca comercial registrada de Sistema Avite 3 años	AVUS® es una marca comercial registrada de Sistema Avite 3 años
Garantía*	<ul style="list-style-type: none"> - Radio Control - Monitorización con móvil vía GSM - Control de Luces por el Piloto (PKL) 	<ul style="list-style-type: none"> - Monitorización con móvil vía GSM - Salida dual visible/IR - LED IR - Puerto de comunicaciones RS422/RS5
Opciones Disponibles		

FORMA DE PEDIDO

AV-OL-ILAB-[Modelo]-[7]-D-[7]

Producto No.: []

Modelo:
 12 = 12-48 V CC
 UM = 110-240 V CA

Color:
 R = Rojo
 IR = Infrarojo
 RR = Combinado Rojo/IR

Luz Dual: []

Monitorización y Control:
 G = GSM
 RF = Radio Control
 G-RF = GSM y Radio Control
 [blanco] = SIN Monitorización y Control

ANEXO 8: Tablas De Referencia CNE.

CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – UTILIZACIÓN
TABLAS

Tablas - Pág. 24 de 82

Tabla 6 (Continuación)
(Ver Regla 070-1014 (5))
Máximo número de conductores de una dimensión en tuberías pesadas o livianas
600 V - Sin cubierta

Tipo de aislamiento	Sección nominal [mm ²]	Diámetro exterior [mm]	Dimensión de la tubería pesada o liviana													
			15 [mm] (1/2)*	20 [mm] (3/4)*	25 [mm] (1)*	35 [mm] (11/4)*	40 [mm] (11/2)*	55 [mm] (2)*	65 [mm] (21/2)*	80 [mm] (3)*	90 [mm] (31/2)	105 [mm] (4)*	115 [mm] (41/2)*	130 [mm] (5)*	155 [mm] (6)*	
THW, RHW-2	2,5	4,4	5	9	14	25	34	56	81	125	167	200	200	200	200	
	4	4,9	4	7	11	20	27	45	65	101	135	174	200	200	200	
	6	5,6	3	5	9	15	21	35	50	77	103	133	167	200	200	
	10	7,1	1	3	5	9	13	21	31	48	64	82	103	130	188	
	16	8,5	1	1	3	6	9	15	21	33	44	57	72	90	131	
	25	9,5	1	1	3	5	7	12	17	26	36	46	58	72	105	
	35	11	1	1	1	4	5	9	13	20	26	34	43	54	78	
	50	13	1	1	1	2	3	6	9	14	19	24	31	38	56	
	70	15	1	1	1	1	2	4	7	11	12	18	23	29	42	
	95	17	1	1	1	1	1	3	5	8	11	14	18	23	32	
	120	20	1	1	1	1	1	2	4	6	8	10	13	16	23	
	150	21	1	1	1	1	1	1	1	3	5	7	9	11	14	21
	185	23	1	1	1	1	1	1	1	2	4	6	8	10	12	18
	240	26	1	1	1	1	1	1	1	1	3	4	6	7	10	14
300	29	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	5	6	7	11	
400	32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	4	5	6	9	
500	35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	5	7	

* Las unidades indicadas en pulgadas son temporales, en esta transición hacia el empleo de unidades en mm, están sujetas a cambio cuando se disponga de las Normas Técnicas Peruanas correspondientes.

Nota 1: Las dimensiones están sujetas a tolerancias de fabricación.

Nota 2: Se recomienda verificar con información actualizada de los fabricantes de estos productos y de preferencia que posean certificación ISO.

Nota 3: Tener presente que los diámetros de los conductores varían si son sólidos o cableados y -en el caso del cableado- dependerá del grado de compactación.

Ministerio de Energía y Minas
<http://www.minem.gob.pe>

Dirección General de Electricidad
email: dne@minem.gob.pe

2005

Tabla 17
(Ver Reglas 060-204, 060-206 y 060-812)
**Sección mínima de conductores de tierra para
sistemas de corriente alterna o conductores de tierra comunes**

Capacidad de conducción del conductor de acometida de mayor sección o el equivalente para conductores múltiples [A]	Sección del conductor de cobre de puesta a tierra [mm ²]
100 o menos	10
101 a 125	16
126 a 165	25
166 a 200	25
201 a 260	35
261 a 355	50
356 a 475	70
Sobre 475	95

Nota: La capacidad de conducción del conductor más grande de la acometida, o el equivalente si se usan conductores múltiples, se determina con la Tabla apropiada del Código tomando en consideración la cantidad de conductores en la tubería y el tipo de aislamiento.

Tabla 18
(Ver Regla 060-812)
**Sección mínima del conductor de puesta a tierra
para canalizaciones y equipos de conexión**

Capacidad de conducción del conductor de mayor sección de la acometida o el equivalente para conductores múltiples que no excedan: [A]	Dimensión del conductor de puesta a tierra		
	Sección cobre [mm ²]	Diámetro de la tubería metálica pesada [mm]	Diámetro de la tubería metálica liviana [mm]
60	10	20	25
100	10	25	35
200	16	35	40
400	25	65	65
600	50	80	105
800	50	105	105
Sobre 800	70	155	—

ANEXO 9: Resultados del Estudio de Resistividad.



Líder en Seguridad Eléctrica

Lima, 7 de noviembre de 2014

REFERENCIA: CONCLUSIONES DEL INFORME DE ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

A.- PRESENTACION

DATOS DEL PROYECTO Y UBICACION:

NOMBRE:	0104049 AQ DORSAL CERRILLOS A		
DIRECCION:	CERRILLO KM 497.8		
DISTRITO:	LOMAS	PROVINCIA:	CARAVELI
DEPARTAMENTO:	AREQUIPA		

B.- CONCLUSIONES

- 1- Si el SPAT es instalado de acuerdo al diseño especificado, utilizando los materiales y dosificación detallada. El valor de resistencia final del SPAT será aproximadamente de 4.18 Ω , cumpliendo así el objetivo de lograr un valor menor a 5 Ω .
- 2- Si el SPAT es instalado de acuerdo al diseño especificado, utilizando los materiales y la dosificación detallada. La garantía del SPAT será de 10 años. Durante ese periodo de tiempo la resistencia final lograda no variará mucho durante el tiempo.
- 3- El terreno medido tiene una Resistividad aparente de 116.13 Ω -m
Por lo tanto es un suelo de mediana resistividad, por lo que es un terreno no tan bueno para la instalación de un SPAT.
- 4- En la estratificación del suelo se comprueba que el terreno tiene 2 capas. La primera capa, que es la capa superficial, tiene una resistividad menor a la segunda capa.
- 5- El diseño del SPAT contempla la instalación de 2 electrodos verticales y 1 malla interconectada. Una malla cuadrangular de 5.00m (ancho) x 5.00m (largo).
Este tipo de diseño se elabora para prolongar la vida útil del SPAT y la garantía del mismo. Además sirve para lograr la resistencia objetivo.

C.- DOSIFICACIÓN

Por cada pozo, Se debe utilizar	3 dosis de Ecogel 125 kg. de Bentonita 125 kg. de SGM
En los 20m lineales de zanja se debe utilizar:	20 dosis de Ecogel 416 kg. de Bentonita 250 kg. de SGM



Anexo 10: Limitador de sobretensión

protección de cargas y/o receptores

limitadores de sobretensión transitoria PRD (desenchufables)

para esquemas TT, TN-S e IT (utilizados en el país)

función

La gama de limitadores de sobretensión desenchufables PRD está diseñada para reemplazar rápidamente los cartuchos dañados.

Cada modelo de limitador tiene su uso específico.

Protección de cabecera de instalación. El PRD 65r es recomendado para zonas de muy alto riesgo frente a caída de rayos. Además posee un contacto de indicación remota cuando el cartucho está dañado.

El PRD 40r es recomendado para zonas de alto riesgo frente a caída de rayos.

También posee un contacto de indicación remota cuando el cartucho está dañado.

El PRD 8 es recomendado como protección secundaria de cargas y generalmente se instala en cascada con limitadores de cabecera.

referencias



16555



16572



16558



16559



16580

Spo	Un (V)	Uc (V) MC	Up (kV)	ref.	ancho en pasos de 9 mm	protección asociada
-----	--------	-----------	---------	------	------------------------	---------------------

PRD sólo esquemas IT						
1P	PRD 65r	230	440	2	16555	2 50A Curva C
	PRD 40r	230	440	1,8	16560	2 20A Curva C
	PRD 40	230	440	1,8	16565	2 20A Curva C
	PRD 15	230	440	1,8	16570	2 20A Curva C
	PRD 8	230	440	1,8	16575	2 20A Curva C

PRD esquemas TT y TN-S						
1P+N	PRD 65r	230	440/275	1,2(1)	16557	4 50 Curva C
	PRD 40r	230	440/275	1,2	16562	4 20 Curva C
	PRD 15	230	440/275	1,2	16572	4 20 Curva C
	PRD 8	230	440/275	1,2	16577	4 20 Curva C

(1) Up: $L/N \leq 1,5$
L/N $\leq 1,5$

PRD sólo esquemas IT						
3P	PRD 65r	400	440	2	16558	6 50 Curva C
	PRD 40r	400	440	1,8	16563	6 20 Curva C
	PRD 15	400	440	1,8	16573	6 20 Curva C
	PRD 8	400	440	1,8	16578	6 20 Curva C

PRD esquemas TT y TN-S						
3P+N	PRD 65r	400	440/275	1,2 (1)	16559	8 50 Curva C
	PRD 40r	400	440/275	1,2	16564	8 20 Curva C
	PRD 15	400	440/275	1,2	16574	8 20 Curva C
	PRD 8	400	440/275	1,2	16579	8 20 Curva C

(1) Up: $L/N \leq 1,5$
L/N $\leq 1,5$

Spo	Uc (V) MC	Up (kV)	ref.	ancho en pasos de 9 mm
-----	-----------	---------	------	------------------------

cartuchos					
	C65-440	440	2	16580	2
	C40-440	440	1,8	16582	2
	C40-440	440	1,8	16584	2
	C15-440	440	1,8	16586	2
	C8-440	440	1,8	16588	2
	C neutro	440	1,2	16590	2
	C neutro	440	1,2	16591	2

Anexo 11: Interruptores termomagnéticos en DC ABB

S800PV-S

Photovoltaic String Protection



20CC413246F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1



20CC413247F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S803PV-S10	2CCP843001R1109	7612271211035	0.74	1
5	13	S803PV-S13	2CCP843001R1139	7612271211042	0.74	1
5	16	S803PV-S16	2CCP843001R1169	7612271211059	0.74	1
5	20	S803PV-S20	2CCP843001R1209	7612271211066	0.74	1
5	25	S803PV-S25	2CCP843001R1259	7612271211073	0.74	1
5	32	S803PV-S32	2CCP843001R1329	7612271211080	0.74	1
5	40	S803PV-S40	2CCP843001R1409	7612271211097	0.74	1
5	50	S803PV-S50	2CCP843001R1509	7612271211103	0.74	1
5	63	S803PV-S63	2CCP843001R1639	7612271211110	0.74	1
5	80	S803PV-S80	2CCP843001R1809	7612271211127	0.74	1
5	100	S803PV-S100	2CCP843001R1829	7612271214975	0.74	1
5	125	S803PV-S125	2CCP843001R1849	7612271215002	0.74	1



20CC413248F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERU S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR:

FECHA

-- 18/05/2015

. -/-/-

. -/-/-

. -/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA ESTRICTAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:

-

PROPIETARIO:

-

UBICACION:

EBT CERRILLO

ALT. Km 497.8

PANAMERICANA SUR

DISTRITO: LOMAS

PROVINCIA: CARAVELI

DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL

ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS

C.I.P.: 2009200061

RESPONSABLE DE OBRA:

.

PLANO :

DIAGRAMA UNIFILAR

LEYENDA

NUMERO DE LAMINA:

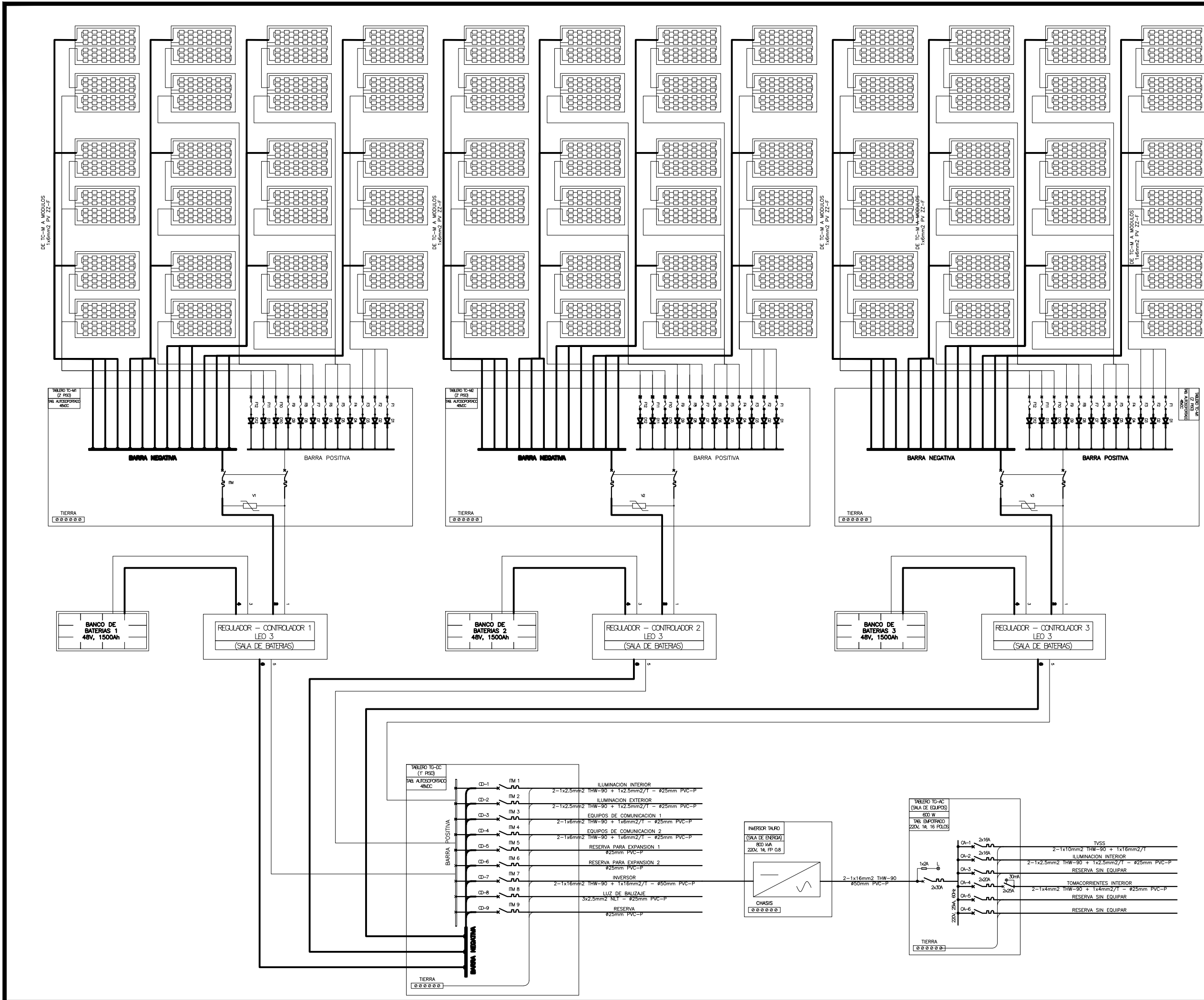
IE-01

ESCALA:

INDICADA

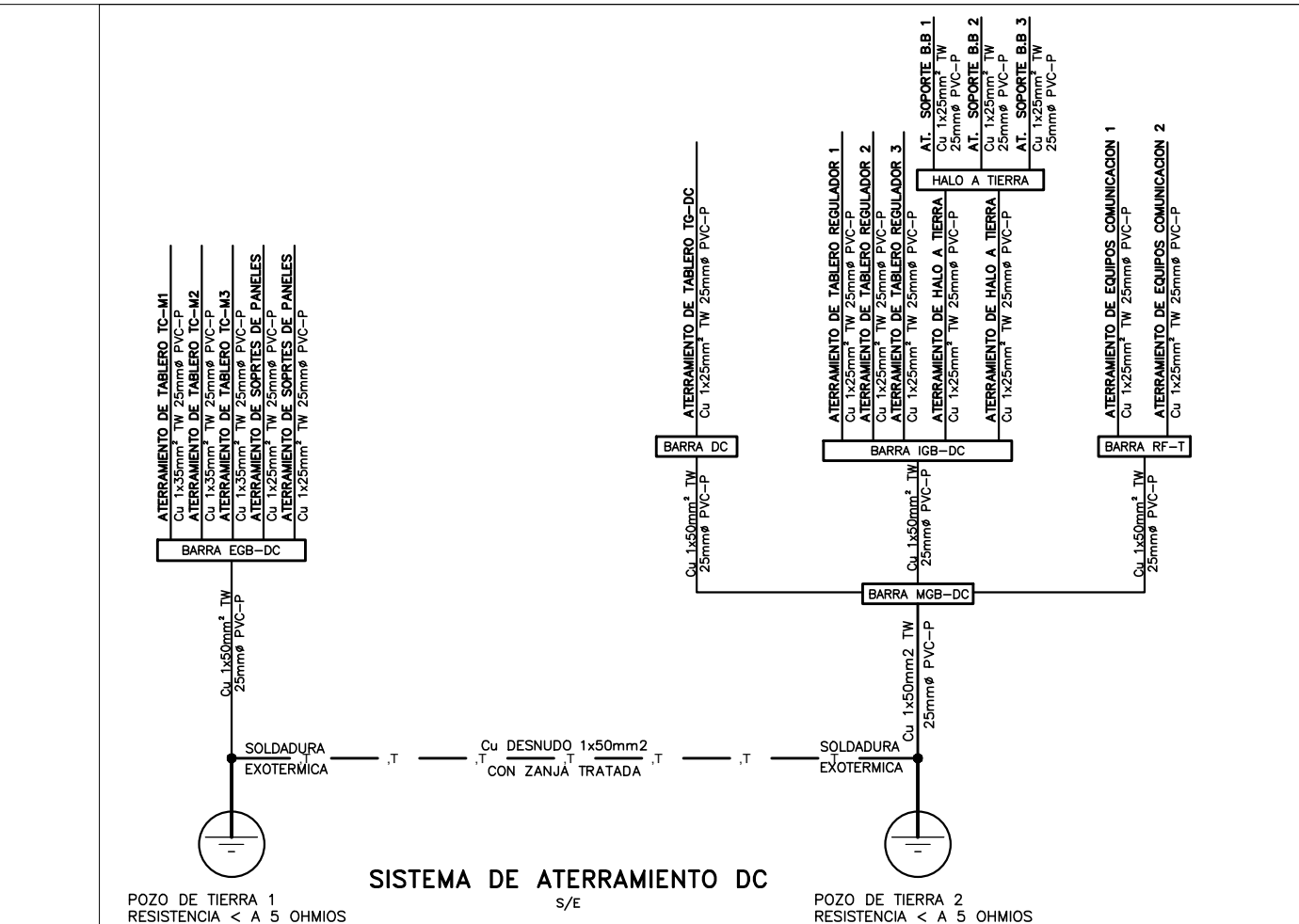
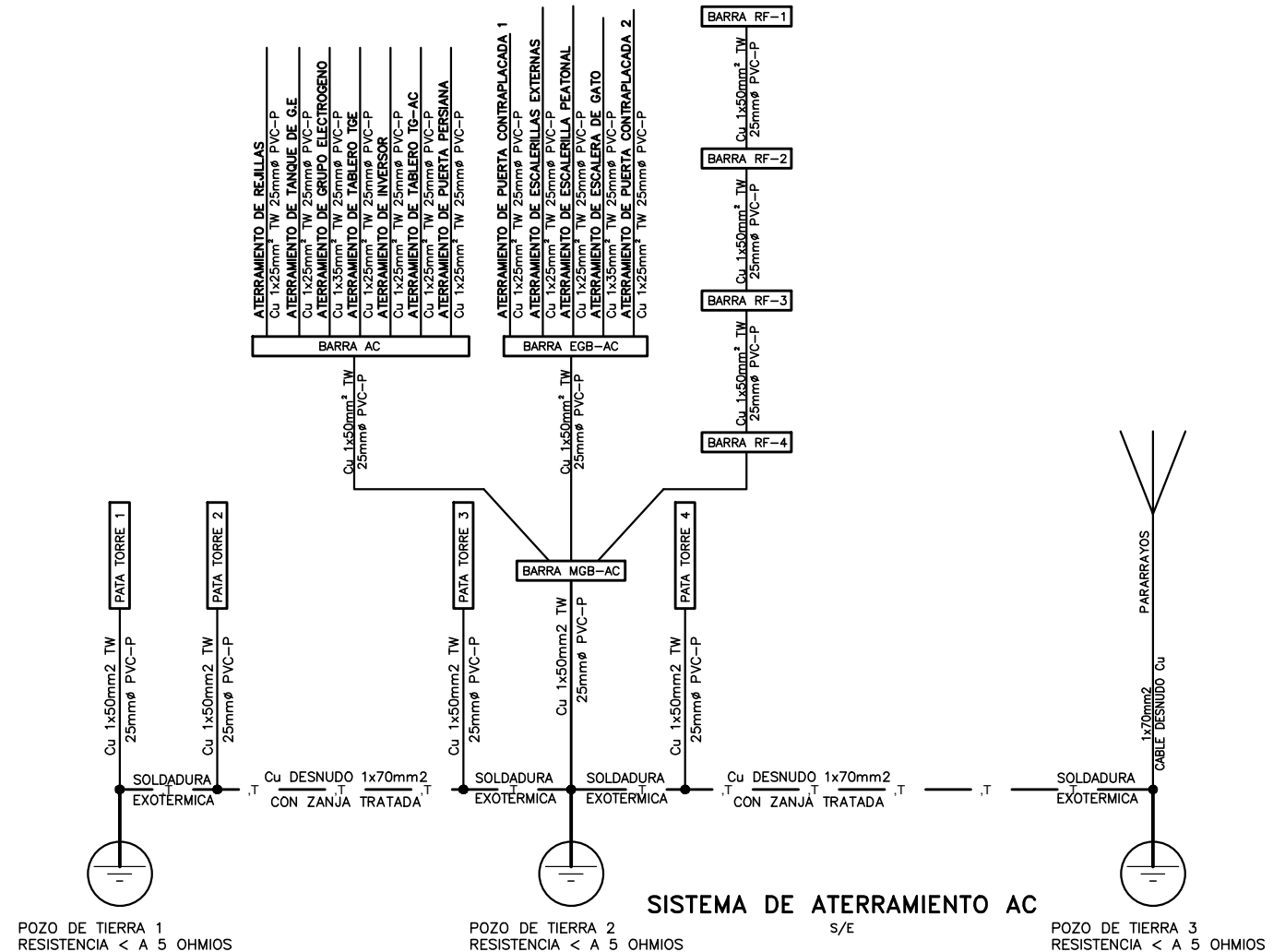
FECHA:

OCTUBRE 2015



CUADRO DE CARGAS			
CARGAS EN AC (220V)	POTENCIA (W)	TIEMPO USO (H)	ENERGIA (Wh)
ILUMINACION	100	6	600
TOMACORRIENTES	300	4	1200
RESERVA	200	6	1200
SUB TOTAL	600		3000
CARGAS EN DC (48V)	POTENCIA (W)	TIEMPO USO (H)	ENERGIA (Wh)
EQUIPOS DE COMUNIC.	860	24	20640
VENTILACIÓN	150	24	3600
ILUMINACION	120	4	480
BALIZAJE	100	12	1200
RESERVA	200	24	4800
SUB TOTAL	600		30720

SIMBOLO	DESCRIPCION	H=SNPT mts.
	TABLERO INTERRUPTOR GENERAL	1.80 B. Sup.
	INVERSOR CC/CA, 1ø, 220v, 60Hz	1.80 B. Sup.
	TOMACORRIENTE BIPOLAR DOBLE UNIVERSAL UNO CON ESPIGA DE TIERRA Y OTRO SIMPLE, CON PLACA DE ALUMINIO ANODIZADO DE DOS HUECOS Y DADOS MAGIC-TICINO 15A-220 V.	0.40 Eje
	TOMACORRIENTE BIPOLAR DOBLE UNIVERSAL A PRUEBA DE AGUA CON ESPIGA DE TIERRA Y OTRO SIMPLE, CON PLACA DE ALUMINIO ANODIZADO DE DOS HUECOS Y DADOS MAGIC-TICINO 15A-220 V.	0.40 Eje
	INTERRUPTOR UNIPOLAR DE 1 Y 2 GOLPES CON PLACA DE ALUMINIO DE 1 Y 2 HUECOS Y DADO INTERRUPTOR MAGIC TICINO.	1.50 Eje
	INTERRUPTOR AUTOMATICO TERMOMAGNETICO NO FUSIBLE	-
	CAJA DE PASO Y EMPALMES	INDIC.
	POZO DE TIERRA.	-
	CIRCUITO EN DUCTO EMPOTRADO EN TECHO O PARED PVC-P LA CANTIDAD DE RAYAS DETERMINA EL NUMERO DE CONDUCTORES	-
	CIRCUITO EN DUCTO EMPOTRADO EN PISO PVC-P	-
	CIRCUITO EN TUBERIA CONDUIT FLEXIBLE	-
	CIRCUITO DC EN TUBERIA PVC-P	-
	SISTEMA DE TIERRA CON CABLE TW CALIBRE INDICADO EN PLANO EMPOTRADO EN PISO O PARED	-
	LUMINARIA DC TIPO LED TUBE 2x10W HERMETICO.	INDIC.
	LUMINARIA AC TIPO FLUORESCENTE DE 2x36W HERMETICO.	INDIC.
	BARRA DE ATERRAMIENTO	INDIC.
	BANCO DE BATERIAS 1500Ah, 48VDC	-



e) entel

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERÚ S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR:

FECHA

--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA Estrictamente Prohibida.

ARRENDATARIO:

PROPIETARIO:

UBICACION:

EBT CERRILLO

ALT. Km 497.8

PANAMERICANA SUR

DISTRITO: LOMAS

PROVINCIA: CARAVELI

DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL

ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS

C.I.P.: 2009200061

RESPONSABLE DE OBRA:

PLANO :

CUADRO DE CARGAS

LEYENDAS

SISTEMA DE ATERRAMIENTO

NÚMERO DE LÁMINA:

IE-02

ESCALA:

INDICADA

FECHA:

OCTUBRE 2015

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERU S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR:	FECHA
--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA ESTRUCTAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:

-

PROPIETARIO:

-

UBICACION:

EBT CERRILLO

ALT. Km 497.8
PANAMERICANA SUR
DISTRITO: LOMAS
PROVINCIA: CARAVELI
DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL

ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS
C.I.P.: 2009200061

RESPONSABLE DE OBRA:

.

PLANO :

PLANTA GENERAL DE ALIMENTADORES
PRIMER PISO

NÚMERO DE LÁMINA:

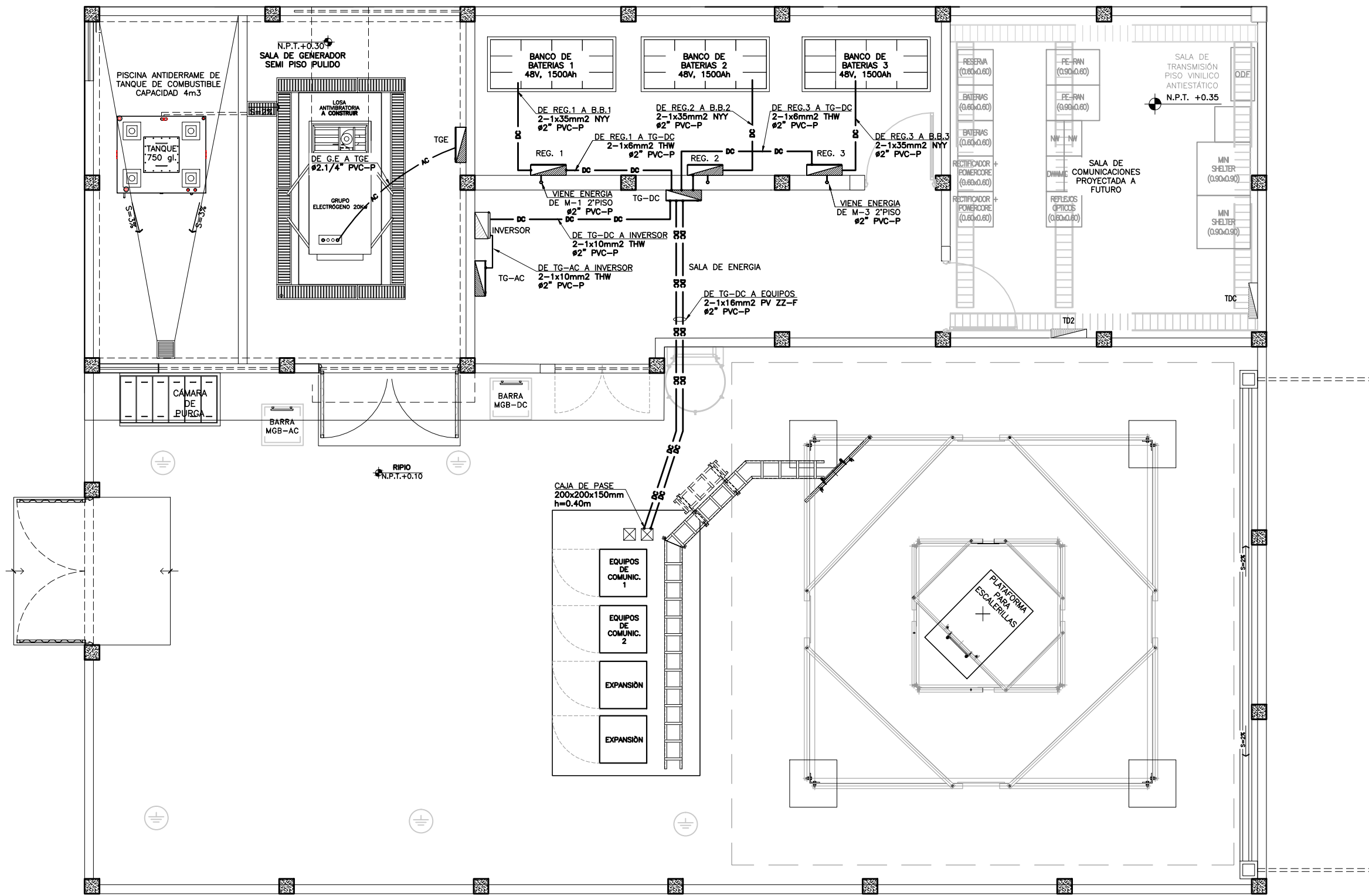
IE-03

ESCALA:

INDICADA

FECHA:

OCTUBRE 2015



PLANTA GENERAL DE ALIMENTADORES – PRIMER PISO
ESCALA: 1/75

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERU S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR:

FECHA

--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA EstrictAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:

-

PROPIETARIO:

-

UBICACION:

EBT CERRILLO

ALT. Km 497.8
PANAMERICANA SUR
DISTRITO: LOMAS
PROVINCIA: CARAVELI
DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL

ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS
C.I.P.: 2009200061

RESPONSABLE DE OBRA:

.

PLANO :

PLANTA GENERAL
DE ALIMENTADORES
SEGUNDO PISO

NÚMERO DE LÁMINA:

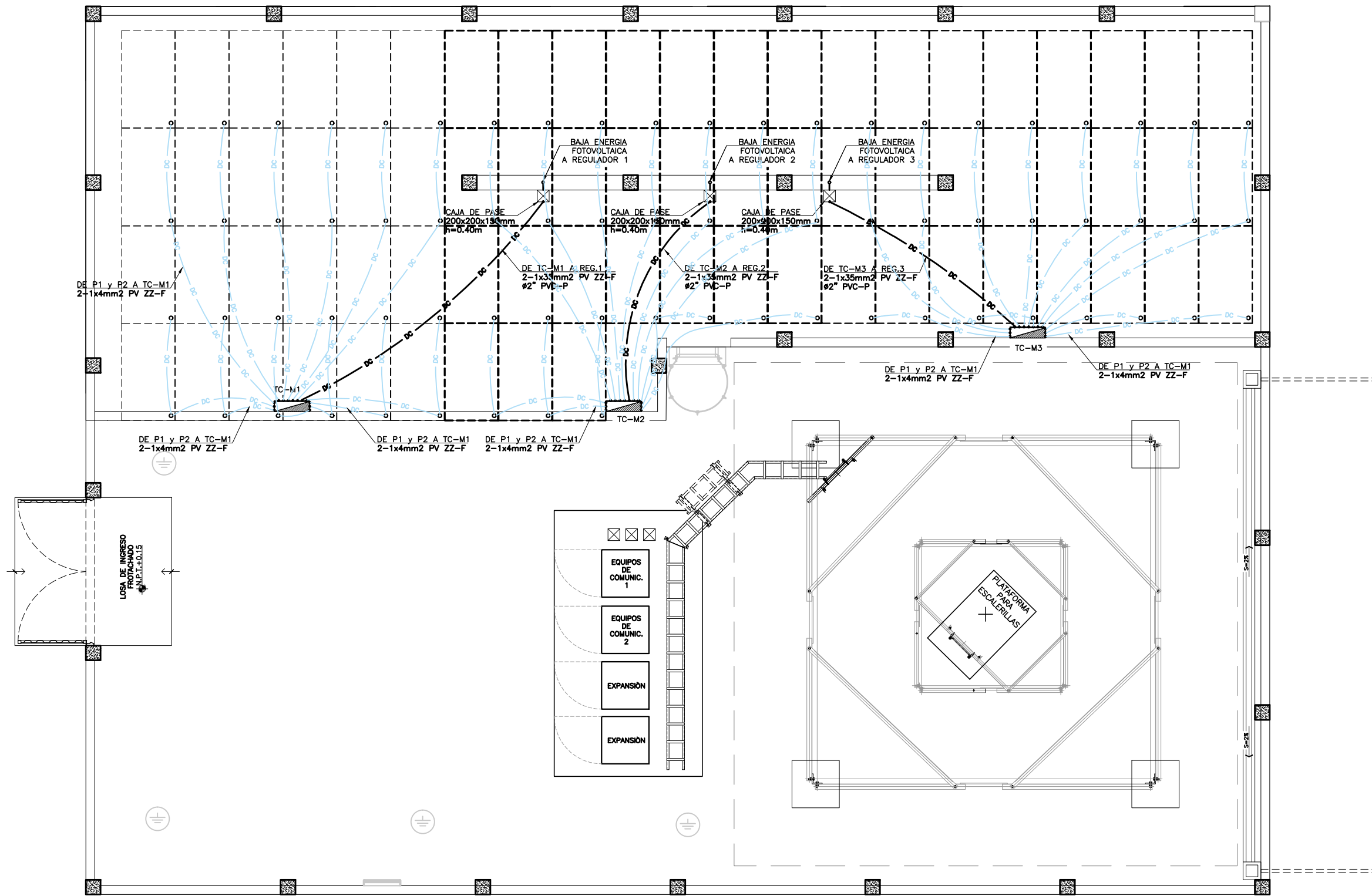
IE-04

ESCALA:

INDICADA

FECHA:

OCTUBRE 2015



PLANTA GENERAL DE ALIMENTADORES - SEGUNDO PISO

ESCALA:1/75

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERU S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR:

FECHA

--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA ESTRUCTAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:

-

PROPIETARIO:

-

UBICACION:

EBT CERRILLO

ALT. Km 497.8
PANAMERICANA SUR
DISTRITO: LOMAS
PROVINCIA: CARAVELI
DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL

ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS
C.I.P.: 2009200061

RESPONSABLE DE OBRA:

.

PLANO :

SISTEMA DE ALUMBRADO
Y TOMACORRIENTES

NÚMERO DE LÁMINA:

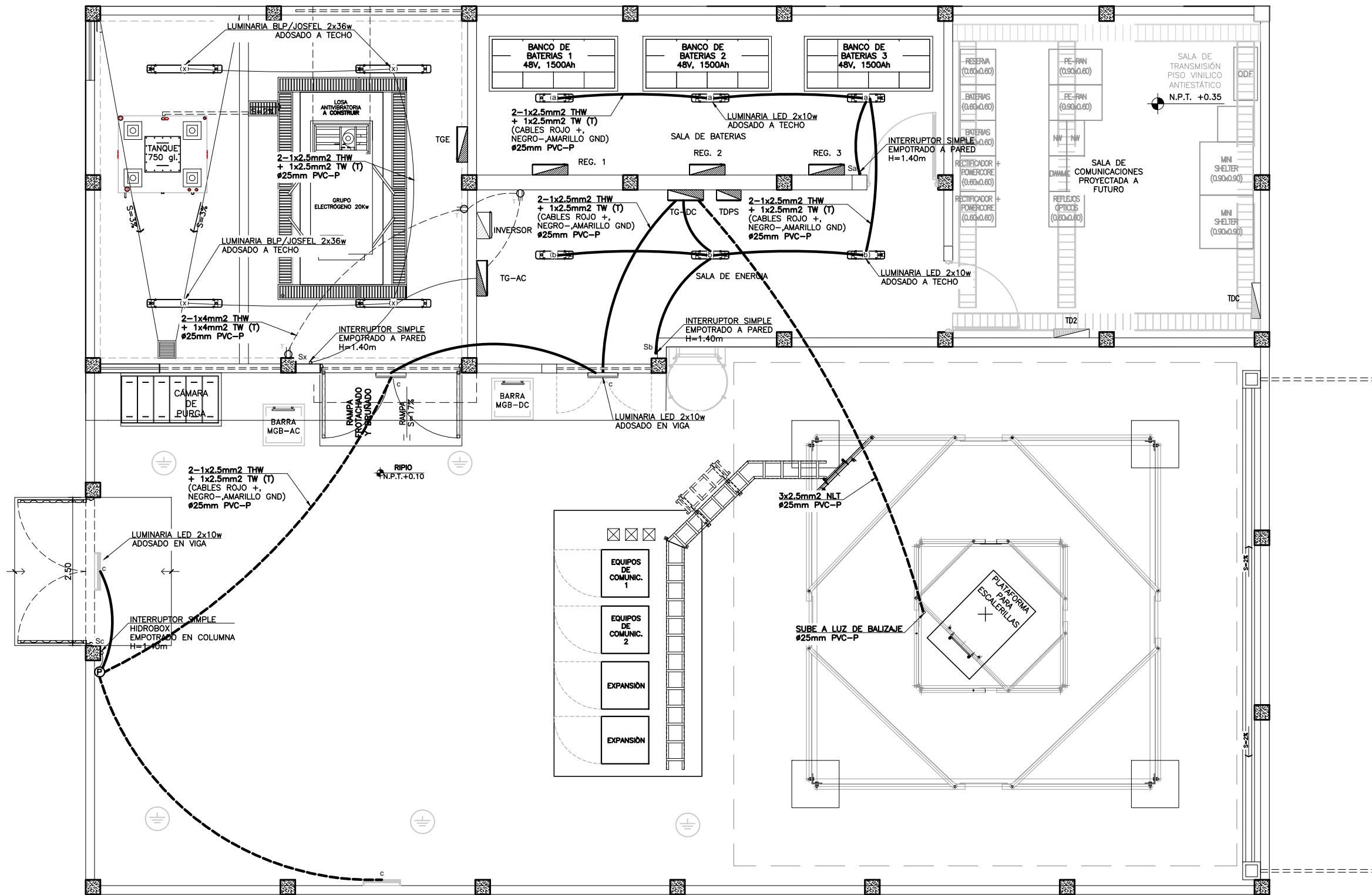
IE-05

ESCALA:

INDICADA

FECHA:

OCTUBRE 2015



SISTEMA DE ALUMBRADO AC-DC Y TOMACORRIENTES

ESCALA:1/75

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERU S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR: FECHA

--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA EstrictAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:

PROPIETARIO:

UBICACION:

EBT CERRILLO
ALT. Km 497.8
PANAMERICANA SUR
DISTRITO: LOMAS
PROVINCIA: CARAVELI
DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL
ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS
C.I.P.: 2009200061

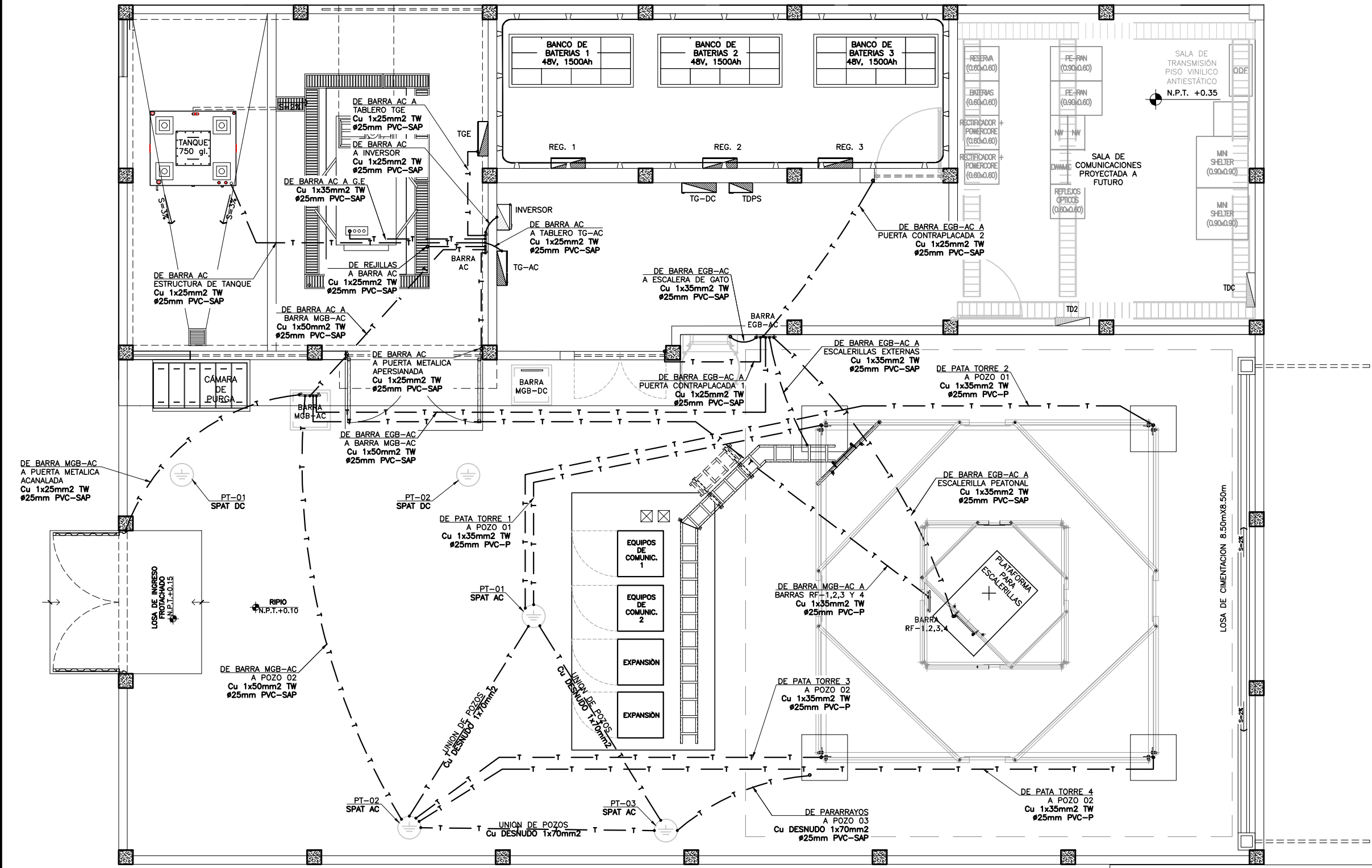
RESPONSABLE DE OBRA:

PLANO :
SISTEMA DE
ATERRAMIENTO AC
PRIMER PISO

NÚMERO DE LÁMINA:

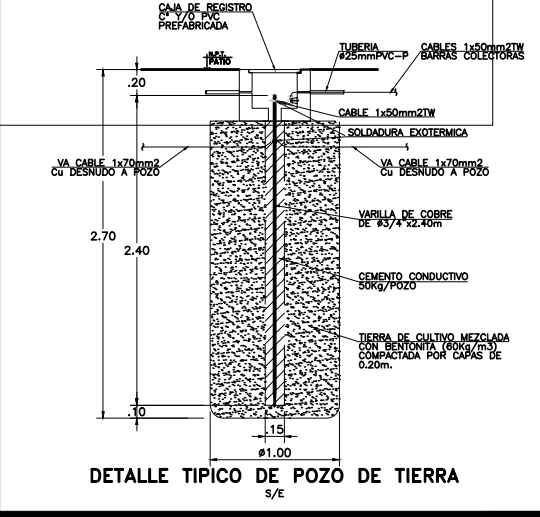
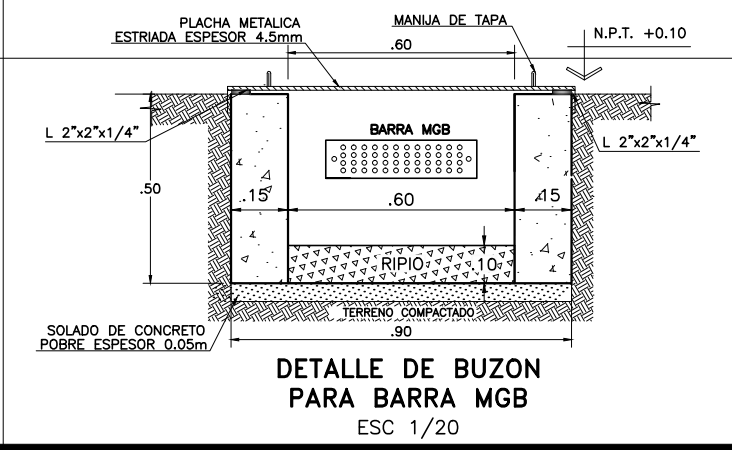
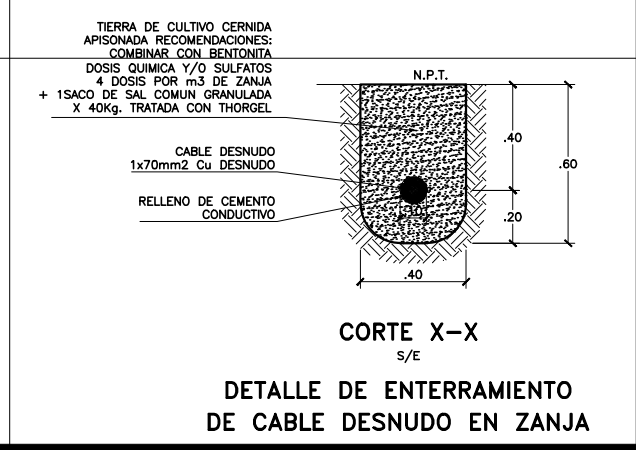
IE-06

ESCALA: FECHA:
INDICADA OCTUBRE 2015



SISTEMA DE ATERRAMIENTO AC – PRIMER PISO PROPUESTA

ESCALA: 1/75



REVISADO POR:	FECHA
--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA ESTRICTAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:
 -

PROPIETARIO:
 -

UBICACION:
EBT CERRILLO
 ALT. Km 497.8
 PANAMERICANA SUR
 DISTRITO: LOMAS
 PROVINCIA: CARAVELI
 DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:
ELECTRICAS

PROFESIONAL
 ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS
 C.I.P.: 2009200061

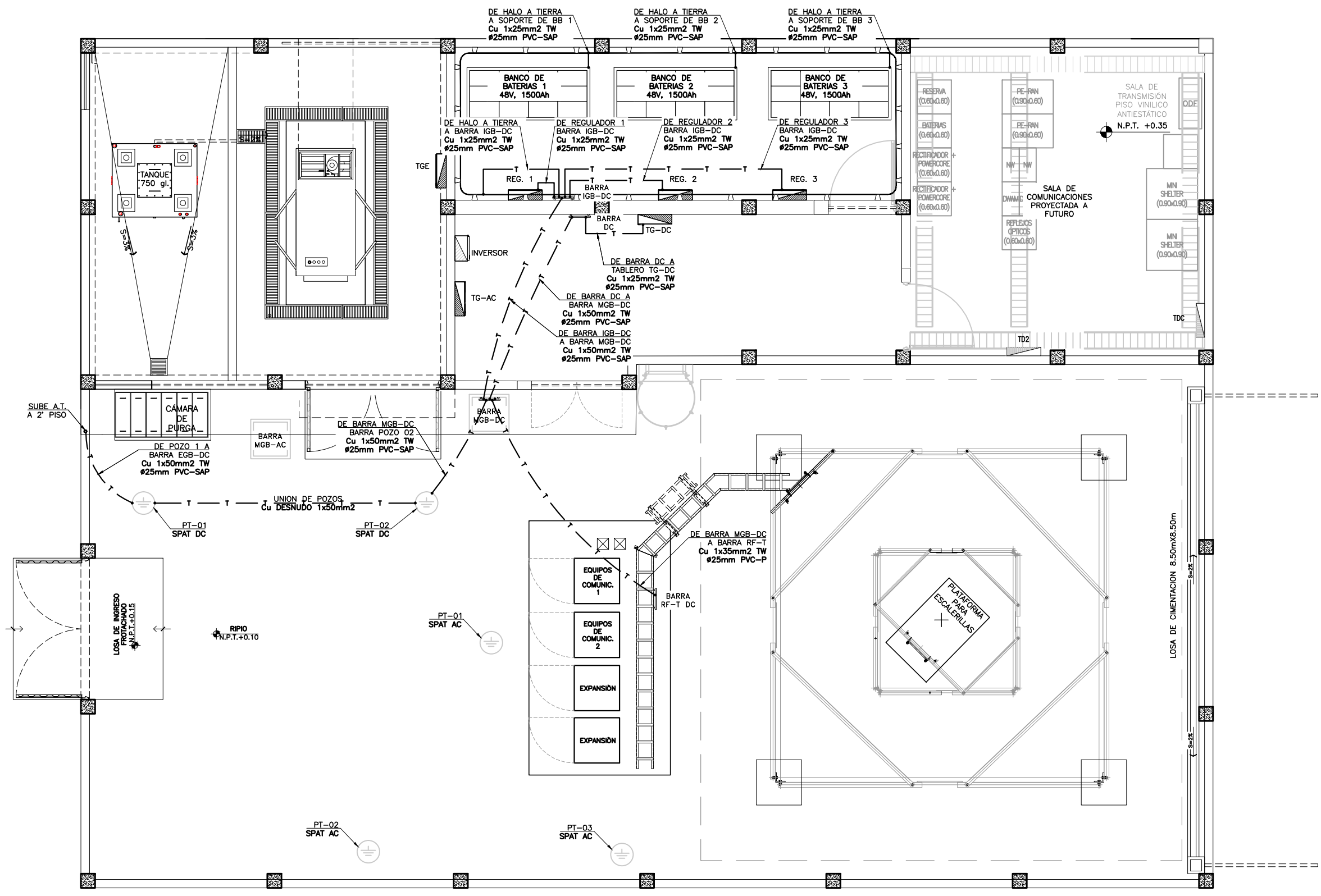
RESPONSABLE DE OBRA:
 .

PLANO :
 SISTEMA DE ATERRAMIENTO DC
 PRIMER PISO

NÚMERO DE LÁMINA:
IE-07

ESCALA:
 INDICADA

FECHA:
 OCTUBRE 2015



SISTEMA DE ATERRAMIENTO DC – PRIMER PISO PROPUESTA
 ESCALA: 1/75

CONSTRUCCION:



APROBACIONES

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

Y DE INFRAESTRUCTURA

DE ENTEL PERU S.A

PROYECTO:

EBT CERRILLO

ETAPA:

PROYECTO

REVISADO POR:

FECHA

--	18/05/2015
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-
.	-/-/-

LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES DISEÑO Y PROPIEDAD DE AJ INGENIEROS Y SU REPRODUCCION ESTA ESTRICTAMENTE PROHIBIDA.

ARRENDATARIO:

-

PROPIETARIO:

-

UBICACION:

EBT CERRILLO

ALT. Km 497.8
PANAMERICANA SUR
DISTRITO: LOMAS
PROVINCIA: CARAVELI
DEPARTAMENTO: AREQUIPA

ESPECIALIDAD:

ELECTRICAS

PROFESIONAL

ING. JORGE JULIAN ENCISO VARGAS
C.I.P.: 2009200061

RESPONSABLE DE OBRA:

.

PLANO :

SISTEMA DE
ATERRAMIENTO DC
SEGUNDO PISO

NÚMERO DE LÁMINA:

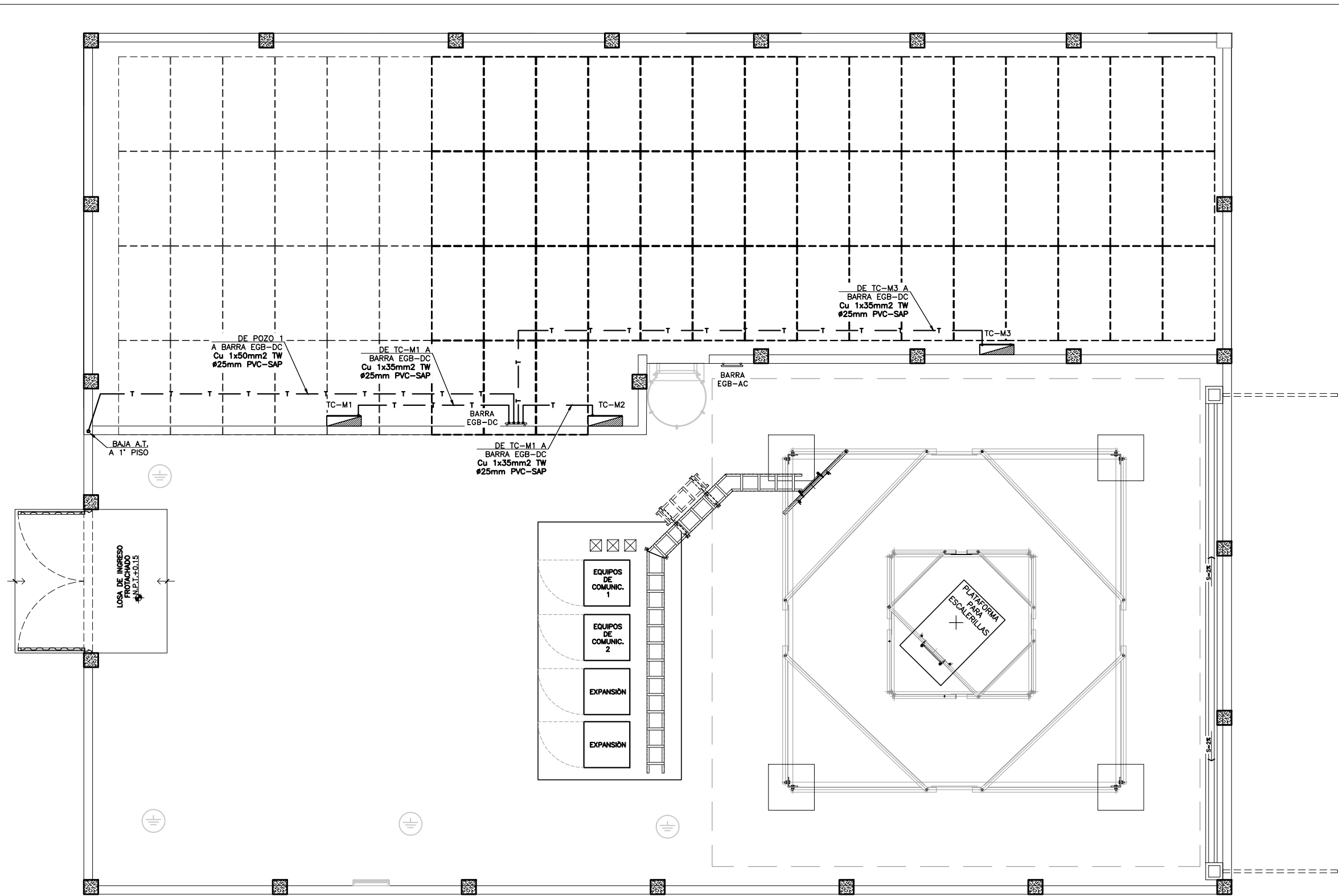
IE-08

ESCALA:

INDICADA

FECHA:

OCTUBRE 2015



SISTEMA DE ATERRAMIENTO DC – SEGUNDO PISO PROPUESTA
ESCALA: 1/75