



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
**ESCUELA DE POSGRADO**  
**MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA**  
**ELÉCTRICA**



**CONVENIO MARCO N°004-2010-MEM-CARELEC/UNA**  
**CONVENIO ESPECÍFICO N°001-2012-MEM-CARELEC-UNA/EPG**  
**CONVENIO ESPECÍFICO N°002-2012-MEM-CARELEC-UNA/EPG**

**TESIS**

**“PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA A UNA MICRO RED DE BAJA  
TENSIÓN”**

**PRESENTADA POR:**  
**WILFREDO ROBLES QUISPE**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:**  
**MAGÍSTER SCIENTIAE EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA**  
**ELÉCTRICA**  
**MENCIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL DE LA ENERGÍA**

**PUNO, PERÚ**  
**2018**



## DEDICATORIA

Luego Jesús llamó a sus discípulos y a la gente, y dijo: —Si alguno quiere ser discípulo mío, olvídense de sí mismo, cargue con su cruz y sígame. Porque el que quiera salvar su vida, la perderá; pero el que pierda la vida por causa mía y por aceptar el evangelio, la salvará. ¿De qué le sirve al hombre ganar el mundo entero, si pierde la vida? O también, ¿cuánto podrá pagar el hombre por su vida? Pues si alguno se avergüenza de mí y de mi mensaje delante de esta gente infiel y pecadora, también el Hijo del hombre se avergonzará de él cuando venga con la gloria de su Padre y con los santos ángeles.

(Evangelio de San Marcos 8, 34-38)

Dedicado a mi Padre, mi madre, mi esposa, mi hijo y toda mi familia, mi asesor, mis amigos y demás personas que he conocido,

A los que aún están y a los que ya se fueron; agradezco todo su apoyo y confianza brindados.

Les prometo que, llegaré muy lejos.



## AGRADECIMIENTOS

- Al programa CARELEC (Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad) y a la FIME-UNA-PUNO, por brindarme los recursos para estudiar en esta Maestría.
- A mi asesor, mis profesores de la Maestría, por todo el conocimiento y experiencia compartidos.
- A mis compañeros de la Maestría, por todas las experiencias que hemos compartido durante el tiempo de estudio.
- A mi Padre, mi madre, mi hijo, mi esposa, mis hermanos, mis hermanas, mis sobrinos y toda mi familia, por ser mi soporte mi motivación y por creer en mí hasta el día de hoy.
- A todas las personas que han sido, en algún momento, parte importante en mi vida, que me han ayudado a ser quien soy y que han creído en mí.
- A la vez pido mis sinceras disculpas por quienes no he nombrado aquí, pero sepan que estoy muy agradecido por todo hasta ahora



## ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE ANEXOS	xii
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
INTRODUCCIÓN	1

### CAPÍTULO I REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco teórico	3
1.1.1. Tipos de sistemas	3
1.1.1.1. Sistema aislado	3
1.1.1.2. Sistema conectado a red	4
1.1.2. Componentes de sistemas fotovoltaicos	5
1.1.2.1. Componentes en sistema aislados	5
1.1.2.2. Componentes de sistemas conectados a la red eléctrica	6
1.1.3. Subsistema de captación energética	8
1.1.4. Conjunto de celdas de subsistema de captación energética	11
1.1.5. Topología de los sistemas y estructuras de los convertidores	12
1.1.6. Sistema convertidor o conversor de un estado	13
1.1.7. Sistema convertidor o conversor de dos estados	14
1.1.8. Formas de conexión en sistema convertidor o conversor de dos estados	15
1.1.9. Subsistema de acumulación	17
1.1.9.1. Parámetros característicos de los acumuladores	18
1.1.9.2. Capacidad en amperios hora	18
1.1.9.3. Profundidad de descarga	18
1.1.10. Subsistema de regulación	20
1.1.10.1. Subsistema de adaptación de corriente	21
1.1.10.2. Funcionamiento de sistemas fotovoltaicos	22
1.1.11. Radiación solar	23



1.1.12. Temperatura de las células solares fotovoltaicas	24
1.1.13. Requisitos para conectar una planta de generación fotovoltaica a una red eléctrica convencional	26
1.1.14. Voltaje o tensión de operación	27
1.1.15. Frecuencia	29
1.1.16. Aterramiento y CC residual	29
1.1.17. Inyección de corriente continua CC	29
1.1.18. Distorsión armónica	30
1.1.19. Factor de potencia	31
1.1.20. Detección de apertura y reconexión	31
1.1.21. Principio de funcionamiento de dispositivos solares	32
1.1.21.1. Célula fotovoltaica ideal	32
1.1.22. Dispositivo fotovoltaico practico	33
1.1.23 .Regulación de tensión fotovoltaicas solares	37
1.1.24. Control de sincronismo de un convertor de cc-ca trifásico conectado a una red	41
1.2. Antecedentes	42

## **CAPÍTULO II**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

2.1. Identificación del problema	43
2.2. Enunciados del problema	44
2.2.1. Problema general	44
2.2.2. Problemas específicos	44
2.3. Justificación	44
2.4. Objetivos	46
2.4.1. Objetivo general	48
2.4.2. Objetivos específicos	49
2.5. Hipótesis	49
2.5.1. Hipótesis general	49
2.5.2. Hipótesis especificas	49

## **CAPÍTULO III**

### **MATERIALES Y MÉTODOS**

3.1. Lugar de estudio	50
3.2. Población	54
3.3. Muestra	54



3.4. Método de investigación	54
3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	56

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Sistemas de generación fotovoltaica (SGFV)	58
4.1.1. Sistema de generación fotovoltaico SGFV	58
4.2. Sistemas de inversores bidireccionales de batería	60
4.3. Sentro de distribución y transferencia	60
4.4. Transformador elevador	60
4.5. Sistema de generación térmica	61
4.6. Alcances de redes primarias	62
4.7. Subestaciones de distribución	63
4.8. Alcances de redes de servicio particular y alumbrado público	65
4.8.1. Localidades beneficiadas	65
4.8.2. De las redes de servicio particular y alumbrado público	65
4.9. Conexiones domiciliarias	66
4.10. Resumen del estudio de mercado eléctrico	66
4.10.1. Fuentes de información	67
4.10.2. Metodología	68
4.10.3. Determinación de la tasa de crecimiento poblacional	69
4.10.4. Consumo unitario doméstico en localidades similares con servicio eléctrico	70
4.10.5. Crecimiento del consumo unitario	73
4.11. Demanda del proyecto	74
4.12. Determinación de la calificación eléctrica	76
4.13. Análisis de la oferta y demanda	78
4.14. Descripción del sistema fotovoltaico	81
4.14.1. Sistema de generación fotovoltaica	81
4.14.2. Sistema de inversores bidireccionales para baterías	82
4.14.3. Sistema de distribución y transferencia	83
4.14.4. Transformadores de potencia	83
4.14.5. Sistema de generación térmica	83
4.15. Aspectos de diseño	84
4.15.1. Demanda de energía	84
4.15.2. Demanda de máxima potencia	84



4.15.3.	Irradiación de la zona	84
4.15.4.	Modularidad de los sistemas	85
4.15.5.	Condiciones climáticas	85
4.15.6.	Fijación de estructuras	86
4.16.	Descripción del proyecto de red primaria	86
4.17.	Selección de ruta	88
4.18.	Características eléctricas del sistema	88
4.19.	Características del equipamiento	89
4.19.1.	Postes	89
4.19.2.	Conductor	90
4.19.3.	Aisladores	90
4.19.4.	Retenidas y anclajes	90
4.19.5.	Puesta a tierra	91
4.19.6.	Material de ferretería	92
4.20.	Criterios de diseño eléctrico	92
4.20.1.	Regulación de tensión	92
4.20.2.	Nivel de aislamiento requerido	92
4.20.3.	Sistema de protección	94
4.20.4.	Nivel de cortocircuito	95
4.20.5.	Sistema de puesta a tierra	95
4.21.	Aspectos de diseño mecánico	96
4.21.1.	Normas aplicables	96
4.21.2.	Cálculo mecánico de conductores	97
4.21.3.	Formulación de hipótesis de cálculo	100
4.21.4.	Cálculo mecánico de estructuras	100
4.21.5.	Hipótesis de cálculo	101
4.21.6.	Características de los postes de concreto	101
4.21.7.	Factores de seguridad	102
4.21.8.	Cargas previstas	102
4.21.9.	Calculo, diseño y configuración de cimentaciones	104
4.22.	Descripción de red secundaria	104
4.22.1.	Normas aplicables	104
4.23.	Características eléctricas del sistema	106
4.24.	Características del equipamiento	106
4.24.1.	Postes	106



4.24.2. Conductor	107
4.24.3. Retenidas y anclajes	107
4.24.4. Puesta a tierra	108
4.24.5. Material de ferretería	108
4.25. Aspectos de diseño eléctrico	109
4.25.1. Demanda de potencia de cargas de servicio particular	109
4.25.2. Cargas de alumbrado público	109
4.25.3. Cálculo de las cargas de alumbrado público	110
4.25.4. Cargas especiales	111
4.25.5. Caída de tensión	112
4.25.6. Factor de potencia ( $\cos \phi$ )	112
4.25.7. Factor de simultaneidad	112
4.25.8. Resistencia de puesta a tierra	112
4.25.9. Resistencia de aislamiento	112
4.26. Aspectos de diseño mecánico	113
4.26.1. Cálculo mecánico de conductor	113
4.26.2. Esfuerzos permisibles en los conductores	114
4.26.3. Cálculo mecánico de estructuras y retenidas	114
4.26.4. Factores de seguridad	115
4.26.5. Resumen del valor referencial total	115
4.26.6. Resumen del valor referencial del sistema de generación fotovoltaica	116
4.26.7. Resumen del valor referencial del sistema convencional de redes primarias	117
4.26.8. Resumen del valor referencial del sistema convencional de redes secundarias	118
4.26.9. Impacto ambiental	119
4.27. Resultados de la evaluación de impactos potenciales	125
4.27.1. Etapa de construcción	125
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	130
ANEXOS	133

Puno, 23 de febrero de 2018

**ÁREA** : Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica  
**TEMA** : Planta Fotovoltaica Conectada a una Micro Red de Baja Tensión  
**LÍNEA** : Gestión de la Energía

vii

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
1. Tiempos de desconexión en la ocurrencia de variación de tensión -patrón IEEE 1547	28
2. Tiempos de desconexión en la ocurrencia de variación de tensión – norma IEC 61727	28
3. Tiempos de desconexión en la ocurrencia de variación de tensión – norma VDE 0126-1-1	28
4. Rangos de variación de frecuencia y tiempos de desconexión	29
5. Límites de contenido armónico de corriente (% de la corriente fundamental)	30
6. Condiciones para la reconexión	32
7. Central Majes Solar 20T	48
8. Abonados por cada localidad	50
9. Estaciones Meteorológicas consideradas para el proyecto	52
10. Condiciones Climatológicas	52
11. Relación de Tramos de Redes Primarias	63
12. Equipamiento de Tableros	64
13. Relación de Transformadores por Localidad	64
14. Relación de Barrios Beneficiados	65
15. Número de Habitantes y Tasa de Crecimiento Poblacional	70
16. Límites de Tasas de Crecimiento	70
17. Resumen del Consumo Unitario Mensual de Energía – kWh por Centro Poblado del Distrito de Arapa	72
18. Resumen del Consumo Unitario Mensual de Energía – kWh por Centro Poblado del Distrito de Chupa.	72
19. Consumo Unitario Mensual de Energía – kWh por distrito.	72
20. CUD final (kWh-mes/abonado)	73
21. Factor de Carga SER	75
22. Factores de Carga	76
23. Resumen de la Proyección de la Máxima Demanda	76
24. Calificación Eléctrica para Cargas de Uso General	77
25. Balance Oferta Demanda del Sistema Eléctrico	79
26. Datos de Irradiancia Horizontal	85



<b>27.</b> Temperaturas en Puno	86
<b>28.</b> Nivel de aislamiento requerido exterior	93
<b>29.</b> El nivel de aislamiento para los equipos	94
<b>30.</b> Lámparas de Alumbrado Público	109
<b>31.</b> Máxima Demanda de Cargas especiales	111
<b>32.</b> Resumen General del Valor Referencial Total	116
<b>33.</b> Resumen del Valor Referencial del Sistema de Generación Fotovoltaico.	117
<b>34.</b> Resumen del Valor Referencial de las Redes Primarias	118
<b>35.</b> Resumen del Valor Referencial de las Redes Secundarias	119
<b>36.</b> Matriz de Interacción de Actividades / Componentes Ambientales/Etapa de Construcción	120
<b>37.</b> Matriz de Interacción de Actividades / Componentes Ambientales/Etapa de Operación y Mantenimiento	121
<b>38.</b> Matriz de Interacción de Actividades / Componentes Ambientales/Etapa de Abandono	122
<b>39.</b> Resumen de Evaluación de Impactos – Etapa de Construcción	125

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
1. Sistema Fotovoltaico Aislado	4
2. La organización de un sistema fotovoltaico conectado a la red	5
3. Esquema de un sistema fotovoltaico	6
4. Curvas de "corriente x tensión" y "potencia x tensión" de un dispositivo fotovoltaico	7
5. Sistema Eléctrico Aislado	8
6. Panel solar 55W	9
7. Corte transversal de un panel fotovoltaico	10
8. Ilustración de un arreglo fotovoltaico compuesto por $3 \times 4$ paneles. Cada columna de paneles en serie, denominada cadena y acompañada de un diodo de bloqueo (anti - retorno)	12
9. Sistema fotovoltaico conectado a la red con convertidor de un estado.	13
10. Sistema fotovoltaico conectado a la red con convertidor de dos estados.	14
11. Conjunto de paneles solares conectados a la red a través de un sistema de dos estados	15
12. Sistema fotovoltaico modular donde cada cadena de paneles conectada a la red por un convertidor monofásico de dos estados (CC-CC y CC-CA)	16
13. Sistema modular con un convertidor CC-CC para cada cadena	17
14. Baterías de plomo - ácido	20
15. Esquema del principio de funcionamiento	23
16. Temperatura Constante de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$	24
17. Irradiancia Constante $1,000\text{W}/\text{m}^2$	25
18. La intensidad y la distribución espectral de la irradiación solar	26
19. Modelo de un diodo de la célula fotovoltaica ideal	33
20. Curva $I \times V$ característica de una célula fotovoltaica en la región de operación directa La corriente resultante $I$ 'y compuesta por la corriente fotoeléctrica $I_{pv}$ y por la corriente del diodo $I_d$	33
21. Modelo con un diodo de un dispositivo fotovoltaico real	34
22. Curva $I \times V$ característica de un dispositivo fotovoltaico practico y sus tres puntos notables: cortocircuito ( $0, I_{sc}$ ), máxima potencia ( $V_{mp}, I_{mp}$ ) y circuito abierto ( $V_{oc}, 0$ ).	35



<b>23.</b> Detalle de la estructura física de una célula fotovoltaica ilustrando los orígenes de las resistencias óhmicas	37
<b>24.</b> Convertidor buck con tensión de entrada controlada realizando la interfaz entre el dispositivo fotovoltaico y la tensión de salida $V_o$	38
<b>25.</b> Curvas de tensión y corriente del panel solar KC200GT y sus respectivos puntos de máxima potencia para diversas condiciones de irradiación solar $r$ y bajo temperatura constante	39
<b>26.</b> Curvas de tensión y corriente del panel solar KC200GT y sus respectivos puntos de máxima potencia para diversas condiciones de temperatura y bajo irradiación constante	40
<b>27.</b> Convertidor CC-CA trifásico conectado a la red con filtros inductivos	41
<b>28.</b> Circuito equivalente del convertidor CC-CA trifásico conectado a la red	42
<b>29.</b> La generación fotovoltaica	45
<b>30.</b> Componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	47
<b>31.</b> Esquema de un centro de transformación	48
<b>32.</b> Mapa político del Departamento de Puno y de la provincia de Azángaro	51
<b>33.</b> Factor de Carga SER	75

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
1. UB-01 Plano de ubicación del proyecto.	134
2. PV-01 Vías de Acceso al Proyecto.	134
3. Conexión de inversores a red.	134
4. Conexión de String de paneles FV a caja de paralelaje PV Box.	134
5. Conexión de caja de paralelaje PV Box a inversor de Red.	134
6. Diagrama unifilar de respaldo y formación de red eléctrica.	134
7. Conexión de blanco de baterías cluster.	134
8. Distribución de paneles.	134
9. Mastil pararrayos y cable de guarda.	134
10. Cimentación para bases para paneles – tipo de bloques 1.	134
11. Cimentación para bases para paneles – tipo de bloques 2.	134
12. Losa de transformador- Chupa 2.	134
13. Losa de transformador- Chupa 2.	134
14. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red primaria.	134
15. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 1.	134
16. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 2.	134
17. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 3.	134
18. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa N– Red secundaria 4.	151
19. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 4.	152



## RESUMEN

El presente trabajo desarrolla la implementación de un proyecto de electrificación urbano – rural, usando una planta fotovoltaica, generando energía limpia y de calidad, mejorando la calidad de vida de los pobladores. Teniendo en cuenta la existencia de un sistema de generación de energía solar conectados a la red principal, mediante un sistema electrónico, este proyecto propone el estudio de una planta fotovoltaica de baja tensión en el Distrito de Chupa, la que estará compuesto por convertidores electrónicos de conmutación, dispositivos de medición y procesamiento, los que activan la fuente de alimentación de corriente alterna a las cargas conectadas y se puedan tomar decisiones en función a la demanda de las cargas y/o informaciones de incidencia solar, desempeñar funciones de monitoreo y acondicionamiento de la calidad de energía en el punto de acoplamiento común; detectar y actuar en condiciones extremas, entre otros. En el Capítulo I, Revisión de la literatura, el Capítulo II, Planteamiento del problema, Capítulo III Materiales y métodos, el Capítulo IV, Resultados y discusión. La investigación concluye que las plantas fotovoltaicas son una solución a una energía de calidad y monitoreada, evitando interrupciones debido a redes eléctricas extensas y pérdidas de energía por transporte; esto a futuro, permitirá mejorar la calidad de vida de los pobladores. En adición, esta experiencia adquirida ha brindado conocimiento sobre una nueva alternativa en proyectos de electrificación urbano - rural, la cual es más atractiva debido a su viabilidad y rentabilidad, y que ha demostrado un impacto positivo en los usuarios.

**Palabras clave:** baja tensión, fotovoltaica, micro red, planta.



## ABSTRACT

This present work develops the implementation of a project of urban - rural electrification, of development through the use of a photovoltaic plant, generating clean and quality energy, improving the quality of life of the inhabitants. Taking into account the existence of a solar energy generation system connected to the main network, through an electronic system, this project proposes the study of a low voltage photovoltaic plant in the District of Chupa. Which will be composed of electronic switching converters, measuring and processing devices, which activate the AC power supply to the connected loads and can make decisions based in demand of the loads and / or solar incidence information, perform functions of monitoring and conditioning of the energy quality in the point of common coupling; detect and act in extreme conditions, among others. In Chapter I, Review of the literature, Chapter II, Statement of the problem, Chapter III Materials and methods, Chapter IV, Results and discussion. The research concludes that photovoltaic plants are a solution to quality and monitored energy, avoiding interruptions due to extensive electrical networks and energy losses due to transportation; this in the future, will allow improving the quality of life of the inhabitants. In addition, this experience has provided knowledge about a new alternative in urban - rural electrification projects, which is more attractive due to its viability and profitability, and which has demonstrated a positive impact on users.

**Keywords:** low voltage, photovoltaic, micro network, plant.

## INTRODUCCIÓN

La electricidad es un recurso energético fundamental para el desarrollo socioeconómico siendo, al mismo tiempo, muy esencial para el mantenimiento de la vida en sociedad (Vilar *et al.*, 2006; Vera, 2018). Consumimos energía eléctrica diariamente de las más diversas formas, en dispositivos electrónicos, alimentación, ocio, comunicación, trabajo, entre otros (Morante *et al.*, 2005; Horn, 2012). De este modo, la demanda de energía eléctrica viene creciendo rápidamente, principalmente en los grandes centros urbanos, impactando directamente los sectores de energía (Hernández, 2012). Una de las estrategias que puede ser adoptada para acompañar ese crecimiento es el propio aumento de generación de energía eléctrica (Vilar *et al.*, 2006; Vera, 2009; Aristizábal *et al.*, 2016). Sin embargo, la conservación y la gestión de la demanda pueden suplir las necesidades actuales haciendo un mejor uso de las fuentes existentes (Cayetano, 2004; Mérida *et al.*, 2010; Carlos *et al.*, 2014).

Otro gran desafío contemporáneo es adecuar las necesidades actuales al concepto de desarrollo sostenible (Raquel, 2006; Arán, 2008; Serván, 2014). El concepto de desarrollo sostenible va más allá de la protección ambiental, porque concilia el desarrollo económico y la justicia social (Morante *et al.*, 2005; Espinoza *et al.*, 2016). En este contexto, es necesario buscar otros medios que utilicen los recursos existentes de manera eficiente, es decir, que respeten los límites de la naturaleza (Mérida *et al.*, 2010; Espinoza *et al.*, 2016), estas necesidades estimulan cada vez más las inversiones en la búsqueda de tecnologías en generación de fuentes alternativas y próxima a los consumidores (Morante *et al.*, 2005; Serván, 2014). En el escenario de generación de energía eléctrica, esto se hace posible a través de las fuentes de energía renovables (Morante *et al.*, 2005; Serván, 2014). Por lo tanto, las fuentes renovables y los mecanismos de almacenamiento de energía han transformado el sistema tradicional en una red inteligente, confiable y capaz de suplir la demanda de forma eficiente (Morante *et al.*, 2005; Portabella, 2010).

Además, gran parte de estas transformaciones ocurre debido a la característica temporal e intermitente de esas fuentes de energía (Portabella, 2010; Serván, 2014). Esto modifica no sólo el sistema de generación, sino también el de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (Morante *et al.*, 2005; Raquel, 2006; Vera, 2009; Vera, 2018;).

Teniendo en cuenta la existencia de un sistema de generación de energía a través de



paneles fotovoltaicos, conectados a la red principal a través de un sistema electrónico, este proyecto propone el estudio de una planta fotovoltaica de baja tensión (Hernández y Medina, 2006; Vera, 2009; Portabella, 2010; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía-CENSOLAR, 2011).

Esta planta estará compuesto por convertidores electrónicos de conmutación, dispositivos de medición y procesamiento, que será responsable por: La activación de la fuente de alimentación de corriente alterna a las cargas conectadas, tomar decisiones en función a la demanda de energía de las cargas y/o informaciones de incidencia solar, desempeñar funciones de monitoreo y acondicionamiento de la calidad de energía en el punto de acoplamiento común; detectar y actuar en condiciones extremas, entre otros (Hernández y Medina, 2006; Vera, 2009; Portabella, 2010; Horn, 2012; Aristizábal *et al.*, 2016).

En el Capítulo I, Revisión de la literatura, el Capítulo II, Planteamiento del problema, Capítulo III Materiales y métodos, el Capítulo IV, Resultados y discusión. La investigación concluye que las plantas fotovoltaicas son una solución a una energía de calidad y monitoreada, evitando interrupciones debido a redes eléctricas extensas y pérdidas de energía por transporte; esto a futuro, permitirá mejorar la calidad de vida de los pobladores. En adición, esta experiencia adquirida ha brindado conocimiento sobre una nueva alternativa en proyectos de electrificación urbano - rural, la cual es más atractiva debido a su viabilidad y rentabilidad, y que ha demostrado un impacto positivo en los usuarios.

## CAPÍTULO I

### REVISIÓN DE LITERATURA

#### 1.1. Marco teórico

##### 1.1.1. Tipos de sistemas

En algunas aplicaciones la tensión y la corriente presentes en los terminales de los dispositivos fotovoltaicos pueden utilizarse para alimentar directamente a los consumidores (sistemas de iluminación, motores de corriente continua, electrodomésticos). En los sistemas fotovoltaicos más sofisticados la energía suministrada por los paneles y procesada por convertidores electrónicos para atender las más diversas necesidades del mercado, como alimentar a consumidores que exigen tensión continua regulada o tensión alterna, permitir el almacenamiento de la energía, generada o la distribución de la energía a la red eléctrica, en los sistemas conectados a la red (Daniel, 2015).

Los sistemas fotovoltaicos se pueden dividir en dos categorías básicas: los sistemas aislados y los sistemas conectados a la red.

##### 1.1.1.1. Sistema aislado

Un sistema aislado puede ser simplemente un panel fotovoltaico alimentando directamente una carga. Un sistema aislado es más sofisticado tiene un dispositivo de almacenamiento de energía (batería), un controlador de carga (para regular la carga de la batería) y un convertidor (normalmente un inversor CC-CA), que proporciona la alimentación adecuada para las cargas. Lo que caracteriza un sistema aislado es la presencia del dispositivo fotovoltaico como una fuente de energía y el uso de elementos acumuladores (baterías). La ilustración de la organización genérica de un sistema

fotovoltaico aislado (Escobar *et al.*, 2010a) (Figura 1).

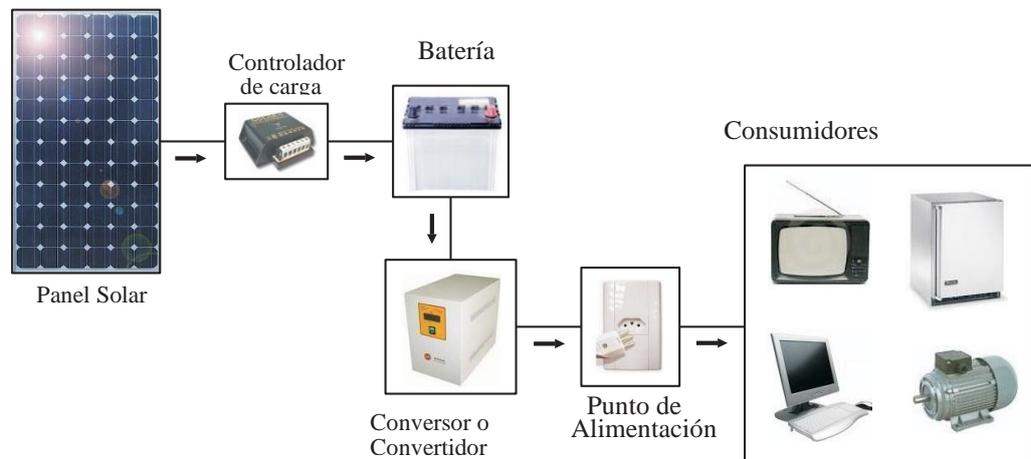


Figura 1. Sistema Fotovoltaico Aislado.

Fuente: La ilustración de la organización genérica de un sistema fotovoltaico aislado (Escobar *et al.*, 2010a).

#### 1.1.1.2. Sistema conectado a red

En el sistema conectado a la red, por otro lado, los consumidores son alimentados por la red eléctrica y el sistema fotovoltaico actúa como fuente complementaria de energía. La energía generada por el sistema fotovoltaicos e inyectada y distribuida en la red eléctrica, como muestra la (Figura 2), que ilustra la organización de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

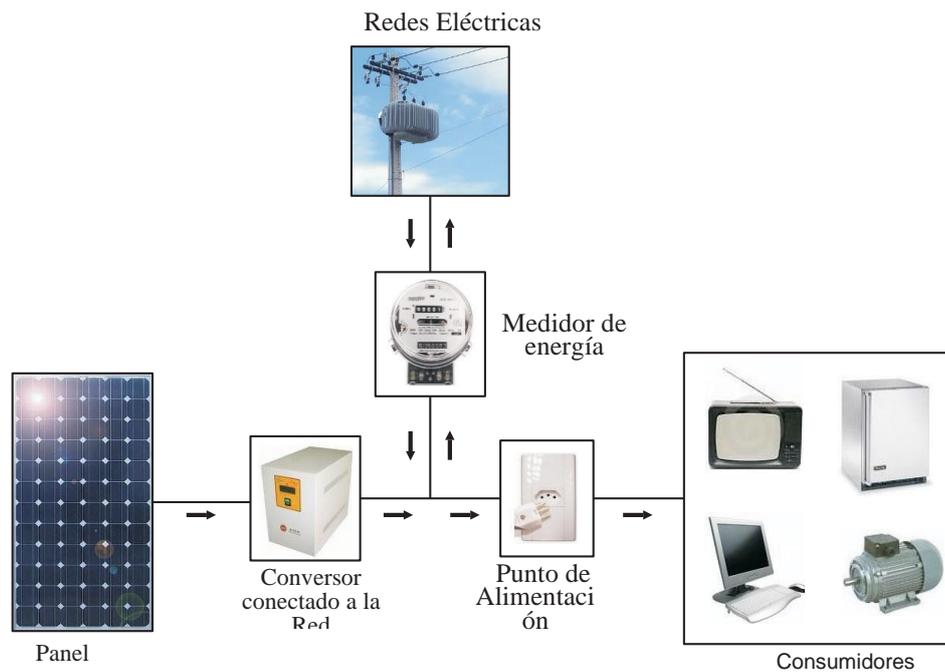


Figura 2. La organización de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Fuente: La energía generada por el sistema fotovoltaicos e inyectada y distribuida en la red eléctrica,

Es posible también encontrar sistemas híbridos, que operan tanto en el modo conectado a la red como en el modo aislado. En el sistema híbrido, es común encontrar un dispositivo de almacenamiento de energía para garantizar la alimentación de las cargas, junto con la energía proveniente de los paneles solares, cuando la red eléctrica es interrumpida (Escobar *et al.*, 2010b).

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden ser centralizados, constituyendo centros de generación de energía eléctrica, o sistemas descentralizados de generación distribuida instalados en residencias, empresas y zonas públicas.

### 1.1.2. Componentes de sistemas fotovoltaicos

De acuerdo a tipo de sistema se usan los componentes:

#### 1.1.2.1. Componentes en sistema aislados

Para que Sistemas Aislados fotovoltaicos funcionen correctamente y tenga una elevada fiabilidad de suministro y durabilidad, debe estar conformado por:

- Subsistema de captación - transforma la radiación solar en electricidad;
- Subsistema de almacenamiento - almacena la energía;
- Subsistema de regulación - regula la entrada de energía procedente del campo de captación;
- Subsistema de adaptación de corriente - adecua las características de la energía a las demandas por aplicaciones (Vera, 2009).

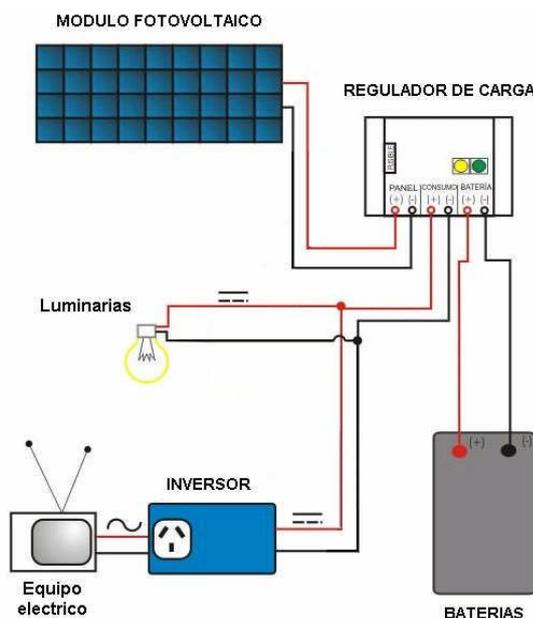


Figura 3. Esquema de un sistema fotovoltaico.

Fuente: Sistema fotovoltaico (Vera, 2009).

### 1.1.2.2. Componentes de sistemas conectados a la red eléctrica

Los convertidores electromecánicos necesarios para efectuar la conexión de los sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica se equipan con algunos recursos que no siempre existen en los sistemas autónomos o aislados. Primero, el convertidor debe hacer que la máxima energía sea constantemente extraída del panel solar. Esto se realiza a través del recurso de rastreo del punto de máxima potencia (MPPT), que es responsable de garantizar que el panel solar opere en su punto de máximo rendimiento. Debido al hecho de que las condiciones de operación del panel (temperatura e irradiación) cambian aleatoriamente durante la operación a lo largo del día, la estrategia de MPPT es necesaria en todos los sistemas fotovoltaicos

conectados a la red para maximizar la producción de energía, proporcionando el mayor rendimiento del sistema en un punto donde la potencia suministrada por el dispositivo es máxima (Escobar *et al.*, 2010). Las curvas  $I \times V$  y  $P \times V$  de un dispositivo fotovoltaico (Figura 4).

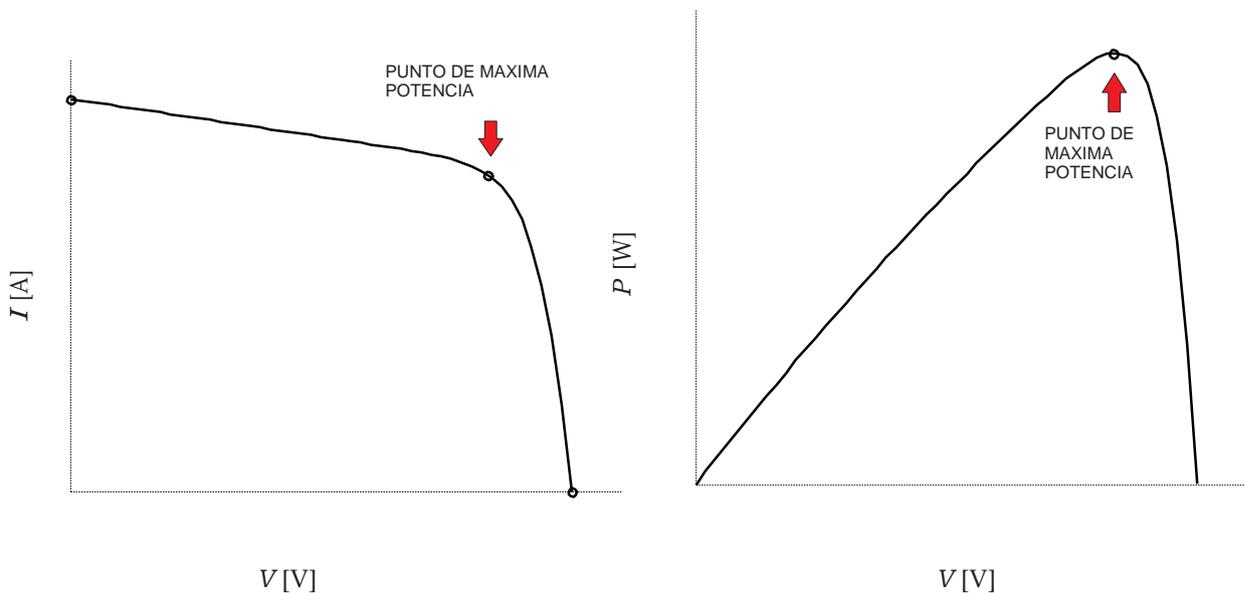


Figura 4. Curvas de "corriente x tensión" y "potencia x tensión" de un dispositivo fotovoltaico.

Se observa la existencia de un punto donde la potencia suministrada por el dispositivo es máxima.

Otras funciones necesarias y obligatorias en convertidores usados en sistemas fotovoltaicos conectados a la red es la función de apertura o aislamiento del sistema, o el recurso aislado. Este recurso, exigido en las normas de países donde la conexión de convertidores con la red está bien regulada, es necesario para garantizar la seguridad de personas, equipos e instalaciones en las situaciones de interrupción del suministro de energía de la red eléctrica.

En esta situación la instalación eléctrica se encuentra aislada y, si no existe un sistema aislado para hacer la desconexión del convertidor, el sistema fotovoltaico puede seguir alimentando solo las cargas locales (Escobar *et al.*, 2010b).

A menos que la instalación eléctrica local pase a ser alimentada en sistema de micro-red, la exigencia es que el generador distribuido se desconecte, aunque el sistema fotovoltaico sea capaz de suplir cargas locales de modo que, hipotéticamente, el sistema local no perciba la ausencia de la alimentación de la red eléctrica. Esto es necesario para evitar accidentes cuando la alimentación de la red es restablecida (evitando la conexión fuera de fase entre el convertidor y la red) y para garantizar la seguridad de las personas durante la intervención Para la manutención en la red (de esta forma se asegura que la red esté totalmente des energizada) (Escobar *et al.*, 2010b).

La desconexión es efectuada a través del recurso aislado, que debe ser capaz de percibir rápidamente, con el uso de técnicas apropiadas, la ausencia de alimentación de la red eléctrica y automáticamente desconectar o desconectar el convertidor (Vera, 2009).

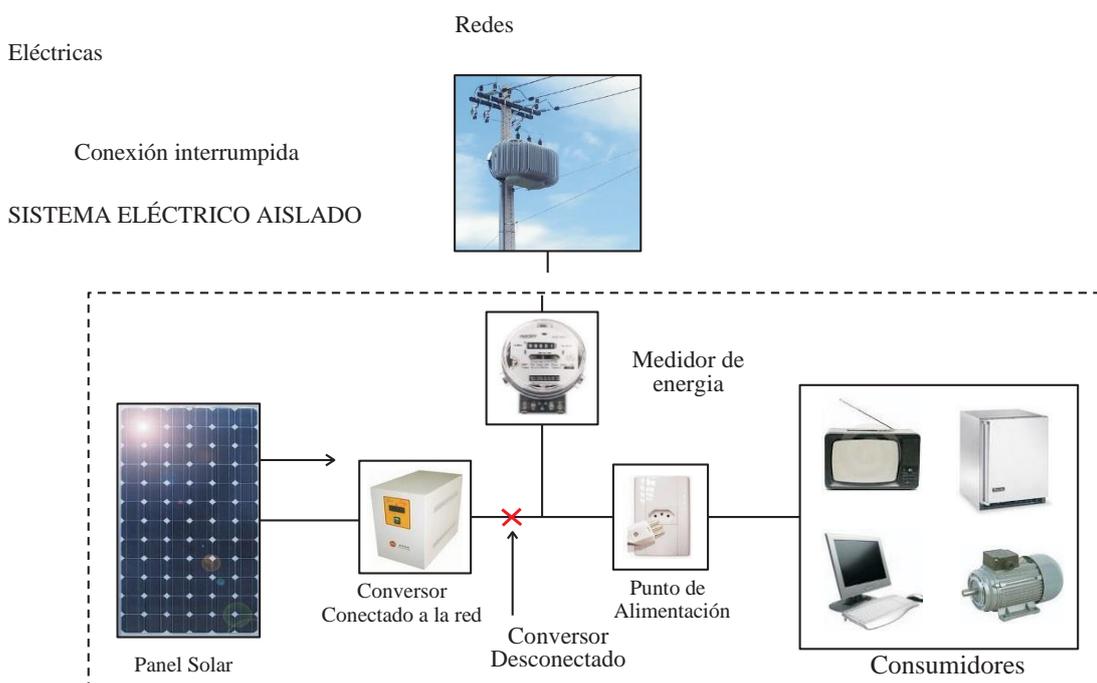


Figura 5. Sistema Eléctrico Aislado.

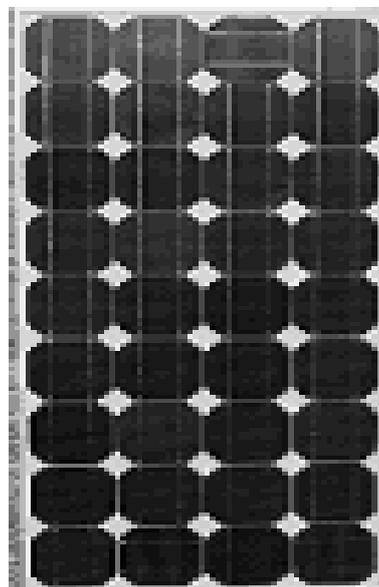
Fuente: Instalación eléctrica (Escobar *et al.*, 2010b).

### 1.1.3. Subsistema de captación energética

Está constituido por paneles solares fotovoltaicos que producen energía eléctrica debido a que captan la radiación luminosa procedente del sol a través de las celdas

de silicio y la transforman en corriente continua a baja tensión (12 ó 24 V). Este proceso funciona también cuando hay nubes livianas, pero con menos rendimiento (Hernández, 2012).

Un panel solar está constituido por varias células solares iguales conectadas eléctricamente entre sí en serie o en paralelo de forma que la tensión y la corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie para alcanzar el nivel de corriente deseado (Vera, 2009).



*Figura 6.* Panel solar 55W.

Fuente: Vera (2009).

A parte de las células que convierten la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica, un panel solar cuenta con otros elementos que hacen posible la adecuada protección del conjunto, asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica (Vera, 2009).

Estos elementos son:

- **Cubierta exterior de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar:** Se caracteriza por su resistencia, alta transmisividad y bajo

contenido en hierro.

- **Encapsulante, de silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato):** Es especialmente importante que tenga un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- **Protección posterior que igualmente debe dar una gran protección frente a los agentes atmosféricos:** Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- **Marco metálico de aluminio:** que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel.
- **Cableado y bornas de conexión:** protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
- Diodo de protección contra sobre cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel (Portabella, 2010).

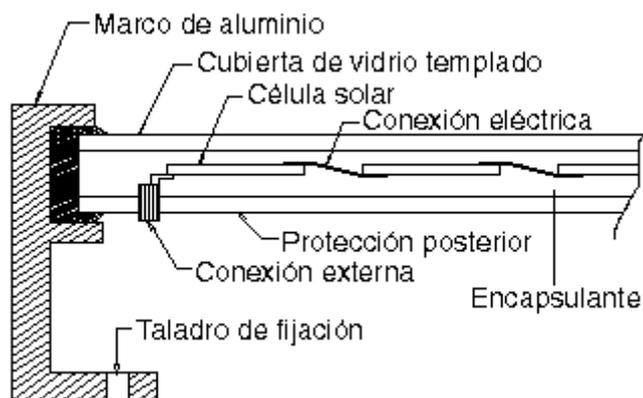


Figura 7. Corte transversal de un panel fotovoltaico.

Los paneles solares están conformados internamente por celdas enseriadas fabricadas en Silicio, entre los cuales destacan:

a) **Silicio monocristalino**

Estas celdas están formadas por un sólo tipo de cristal que se obtienen a partir

de barras cilíndricas de silicio monocristalino producidas en hornos especiales. Las celdas se obtienen por cortado de las barras en forma de obleas cuadradas delgadas (0,4-0,5 mm de espesor) y son bastante caras (Raquel, 2006). Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es superior al 12%.

**b) Silicio policristalino**

Estas celdas se obtienen a partir de bloques de silicio puro en moldes especiales. En los moldes, el silicio se enfría lentamente, solidificándose. En este proceso, los átomos no se organizan en un único cristal, formándose una estructura policristalina con superficies de separación entre los cristales. Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es algo menor a las de silicio monocristalino (Raquel, 2006).

**c) Silicio amorfo**

Estas celdas se obtienen mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal. Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad varía entre un 5 y un 7%. Son, por consiguiente, los más baratos y menos duraderas. Son las utilizadas en calculadoras y aparatos por el estilo ya que la energía que proporcionan es muy baja (Raquel, 2006).

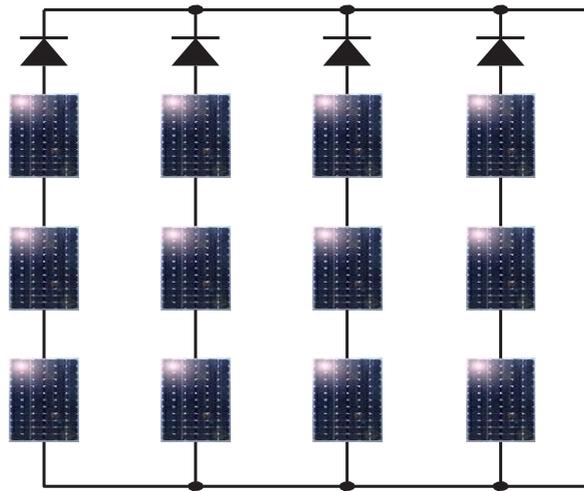
**1.1.4. Conjunto de celdas de subsistema de captación energética**

Los conjuntos pueden ser formados por la asociación serial o paralela de paneles. Los grupos de paneles en serie se denominan cadenas y normalmente se acompañan de diodos de paso asociados a cada uno de los paneles de la composición (Portabella, 2010; Raquel, 2006).

Los efectos de la presencia de diodos de paso sobre el comportamiento de los conjuntos fotovoltaicos se estudian más adelante. Los diodos, en principio, son opcionales, por su presencia y muy deseable. En el caso de que uno de los paneles de una cadena reciba menos luz que los demás, toda la cadena tiene su corriente limitada por el panel de percepción sin la presencia del diodo de paso. El diodo de paso tiene la función de desviar el panel de cristal, posibilitando la operación normal de los demás paneles de la cadena. Al de desviar la cadena, el diodo de paso protege las células del panel de cristal, que de otro modo puede ser dañado debido a la

aplicación de tensión inversa sobre sus terminales.

En el diodo de paso, un diodo de bloqueo es necesario cuando una o más cadenas se conectan en paralelo - cada cadena del conjunto recibe un diodo de bloqueo (o antirretorno), como se muestra en la Figura 8, cuya función es evitar la circulación de corriente inversa en los paneles (Portabella, 2010; Raquel, 2006).



*Figura 8.* Ilustración de un arreglo fotovoltaico compuesto por  $3 \times 4$  paneles. Cada columna de paneles en serie, denominada cadena y acompañada de un diodo de bloqueo (anti-retorno).

Fuente: Portabella (2010) y Raquel (2006).

### 1.1.5. Topología de los sistemas y estructuras de los convertidores

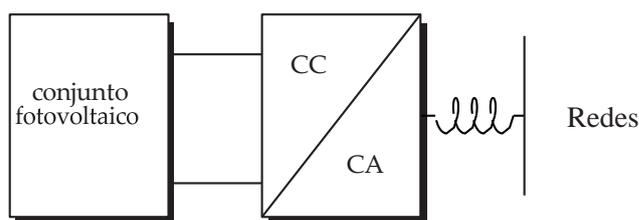
Los convertidores electrónicos para sistemas fotovoltaicos, conectados a la red o no, pueden ser construidos de varias maneras posibles. Una búsqueda en las bases de datos científica revela que es difícil organizar, estudiar, entender, construir y comparar todas las estructuras y topologías de convertidores electrónicos de potencia que ya se han propuesto para sistemas fotovoltaicos y otras fuentes alternativas de energía (Estrada, 2015).

Básicamente los convertidores se dividen en monofásicos y trifásicos, que se utilizan de acuerdo con el rango de potencia o aplicación deseada. Dentro de estas

dos categorías se pueden encontrar los sistemas de uno o de dos estados. Finalmente, los sistemas y sus convertidores pueden clasificarse de acuerdo con la cantidad de paneles fotovoltaicos conectados y de acuerdo con la forma en que se subdividen (Raquel, 2006).

### 1.1.6. Sistema convertidor o conversor de un estado

La tensión de entrada de inversores conectados a la red suele estar entre 180 V y 500 V. Un determinado número de paneles conectados en serie es necesario para alimentar el inversor dentro de su banda de operación, mientras que un número de conjuntos idénticos y conectado en paralelo para proporcionar el mismo suministro de potencia deseado. Si la tensión de entrada es suficientemente alta para permitir alimentar un convertidor CC-CA conectado a la red (Vera, 2009; Rodríguez, 2014), entonces una forma de conversión puede utilizarse como se muestra en la (Figura 9).



*Figura 9.* Sistema fotovoltaico conectado a la red con convertidor de un estado.

El convertidor de un estado tiene la ventaja de reducir el número de componentes y la complejidad del sistema, por dificultad de aislamiento entre los paneles solares y la red eléctrica. Las normas de algunos países exigen que los paneles sean aterrados y aislados, lo que hace complicado el uso de sistemas de ese tipo, pues la red se conecta con la tierra por medio del intermedio del convertidor, lo que puede generar fallas debido a la circulación de corriente de la red a la tierra (Estrada, 2015; Raquel, 2006).

Para resolver el problema de la falta de aislamiento entre el conjunto fotovoltaico y la red eléctrica, es posible introducir un transformador de aislamiento de la salida del convertidor CC-CA, Y una solución no deseable debido al gran volumen y peso del transformador, que opera en la frecuencia de la red, dependiendo de la potencia

del convertidor (Vera, 2009).

### 1.1.7. Sistema convertidor o conversor de dos estados

Los sistemas de dos estados permiten un desacoplamiento entre los paneles solares y las redes eléctricas convencionales, más allá de facilitar el aislamiento entre paneles y redes con el uso de topologías de convertidores aislados, los sistemas con dos estaciones permiten hacer que la banda de la tensión de entrada del sistema fotovoltaico independiente de la tensión de la red. El primer estado es responsable de alimentar un bus de tensión constante, constituido por un condensador de desacoplamiento de potencia, mientras que el segundo estado es responsable de realizar la conexión de la red. La tensión del bus común entre los dos convertidores depende de la tensión de la red, por la fase de tensión de entrada del sistema, del lado de los paneles solares, depende sólo de la ganancia de tensión del rango del primer estado. La Figura 10 ilustra un sistema con convertidor de dos estados (Estrada, 2015; Rodríguez, 2014).

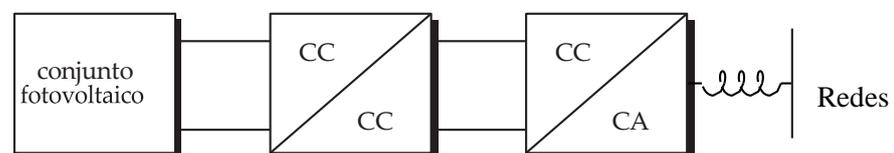


Figura 10. Sistema fotovoltaico conectado a la red con convertidor de dos estados.

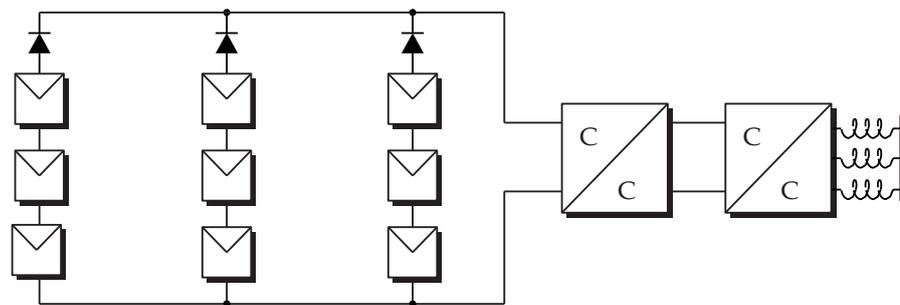
Los convertidores para sistemas conectados a la red pueden poseer o no un transformador de aislamiento. La presencia de un transformador hace que el sistema sea más seguro, pues posibilita la aislación completa entre el lado CC (paneles fotovoltaicos) y el lado CA (red eléctrica), impidiendo la circulación de cadenas de fuga. La aislación por transformador también facilita la puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos, principalmente en los sistemas con neutro aterrizado, ya que los potenciales de la red eléctrica y de los paneles fijos disociados (Escobar *et al.*, 2010b).

Un aspecto importante en los sistemas con transformador y la ubicación de este dispositivo: en el estacionario CC (transformador de alta frecuencia) o en la salida

del estado CA (transformador en la frecuencia de la red eléctrica). En los convertidores de un único estado el uso del transformador es posible solamente en la baja frecuencia, en la salida del convertidor (Hernández y Medina, 2006).

### 1.1.8. Formas de conexión en sistema convertidor o conversor de dos estados

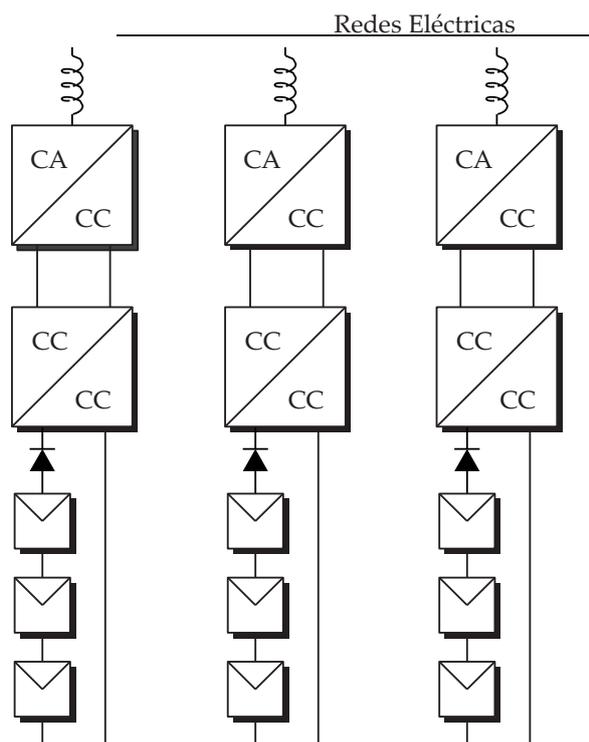
El sistema fotovoltaico de la Figura 11 y la manera más fácil, usando un convertidor de dos estados, de conectar un conjunto de paneles fotovoltaicos a red eléctrica. En este ejemplo se emplea un convertidor CC-CA trifásico. Este tipo de organización tiene el inconveniente de no permitir el máximo aprovechamiento de la energía si las cadenas de paneles no son idénticas o no operan en iguales condiciones, lo que casi siempre ocurre en la práctica (Escobar *et al.*, 2010a; Estrada, 2015; Raquel, 2006).



Redes

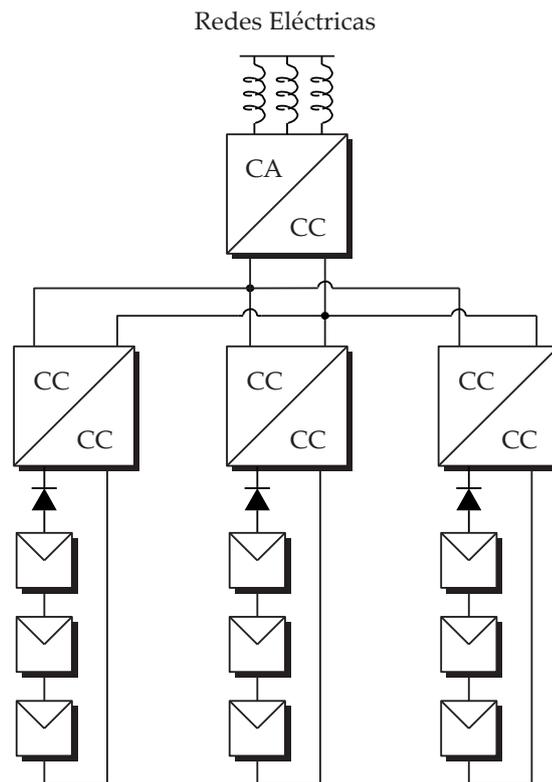
Figura 11. Conjunto de paneles solares conectados a la red a través de un sistema de dos estados.

Una manera simple para mejorar el aprovechamiento de la energía generada por cada cadena de paneles y utilizar sistemas monofásicos dedicados, como ilustra la (Figura 12). Esta estrategia de instalación aplicada en redes trifásicas, es interesante por su sencillez, proporcionan el mejor aprovechamiento de la energía fotovoltaica, pues permiten que el rastreo del punto de máxima potencia sea realizado individualmente para cada cadena de paneles, evitando que fallas, diferencias entre paneles y sombreado parcial de una de las cadenas afecten el desempeño de todo el conjunto (Estrada, 2015).



*Figura 12.* Sistema fotovoltaico modular donde cada cadena de paneles conectada a la red por un convertidor monofásico de dos estados (CC-CC y CC-CA).

Otra forma de instalación de los convertidores CC-CC alimentan un solo convertidor CC-CA (trifásico, en este ejemplo) a través de un bus de CC común. La ventaja de este sistema es que los convertidores CC-CC pueden optimizar el uso de las cadenas y, independientemente de la potencia generada por cada una de ellas, el convertidor CC-CA trifásico distribuye uniformemente la energía en las tres fases de la red. Además de la ventaja de la distribución uniforme, la estrategia de la Figura 13 es más económica desde el punto de vista constructivo y también desde el punto de vista de pérdidas de energía, pues un convertidor CC-CA puede ser alimentado por varios módulos CC-CC. (Estrada, 2015; Sánchez *et al.*, 2009).



*Figura 13.* Sistema modular con un convertidor CC-CC para cada cadena.

### 1.1.9. Subsistema de acumulación

En las instalaciones fotovoltaicas lo más habitual es utilizar un conjunto de baterías para almacenar la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación.

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

Hay que destacar que la fiabilidad de la instalación global de electrificación depende en gran medida de la del sistema de acumulación, siendo por ello un elemento al que hay que dar la gran importancia que le corresponde.

Las baterías deben ser del mismo tipo, capacidad y misma fecha de fabricación. (Rodríguez, 2014; Raquel, 2006; Vera, 2009).

### **1.1.9.1. Parámetros característicos de los acumuladores**

Son fundamentalmente dos: la capacidad en Amperios hora y la profundidad de la descarga.

### **1.1.9.2. Capacidad en amperios hora**

Los Amperios-hora de una batería son simplemente el número de Amperios que proporciona multiplicado por el número de horas durante las que circula esa corriente.

Sirve para determinar, en una instalación fotovoltaica, cuánto tiempo puede funcionar el sistema sin radiación luminosa que recargue las baterías. Esta medida de los días de autonomía es una de las partes importantes en el diseño de la instalación. Teóricamente, por ejemplo, una batería de 200 Ah puede suministrar 200 A durante una hora, ó 50 A durante 4 horas, ó 4 A durante 50 horas, ó 1 A durante 200 horas.

Las baterías de automoción no son las más adecuadas para los sistemas fotovoltaicos, ya que no están diseñadas para largos períodos de tiempo de baja descarga. (Vera, 2009; Portabella, 2010; Rodríguez, 2014).

### **1.1.9.3. Profundidad de descarga**

La profundidad de descarga es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga/descarga.

Las baterías de ciclo poco profundo se diseñan para descargas del 10 al 25% de su capacidad total en cada ciclo. La mayoría de las baterías de ciclo profundo fabricadas para aplicaciones fotovoltaicas se diseñan para descargas de hasta un 80% de su capacidad. La profundidad de la descarga, no obstante, afecta incluso a las baterías de ciclo profundo. Cuanto mayor es la descarga, menor es el número de ciclos de carga que la batería puede tener (Rodríguez, 2014; Portabella, 2010).

### **1.1.9.4. Tipos de baterías o acumuladores**

Existen muchos tipos de baterías, algunos de los cuales son:

- Plomo ácido (Pb-ácido)
- Níquel-Cadmio (Ni-Cd)
- Níquel-Zinc (Ni-Zn)
- Zn-Cloro (Zn-Cl<sub>2</sub>)

Los tipos de baterías que se usan comúnmente en los sistemas fotovoltaicos independientes pertenecen a la familia de baterías de plomo-ácido. Estas baterías se pueden obtener con electrolito líquido o cautivo. Son recargables, fáciles de mantener, relativamente económicas, y obtenibles en una variedad de tamaños y opciones. Debido a que el plomo es un metal blando, frecuentemente se agregan otros elementos, como antimonio o calcio, para reforzar las placas y cambiar las características de la batería.

La batería de plomo-antimonio que se usa más a menudo en sistemas fotovoltaicos independientes, es la de tipo abierto, porque requiere un alto consumo de agua destilada. Este tipo de baterías se deterioran menos con la sucesión de ciclos, presentan mejores propiedades para niveles de baja carga, soportan grandes descargas y siempre tienen, atendiendo a las condiciones de uso, una vida media de diez o quince años.

Las baterías de plomo-calcio se pueden usar cuando no se anticipan descargas profundas. Tienen un mantenimiento más limitado y su costo inicial es menor, pero tienen una vida útil más corta que la de las baterías de plomo-antimonio.

Ya se pueden adquirir comercialmente baterías de níquel-cadmio diseñadas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. Las ventajas de las baterías de níquel-cadmio incluyen una larga vida, bajos requisitos de mantenimiento, durabilidad y capacidad de soportar condiciones extremas. Sin embargo, su costo inicial es mucho más alto que el de las baterías de plomo-ácido.

Todas estas baterías pueden presentarse en forma estanca, conocidas como libres de mantenimiento o sin mantenimiento, lo que es beneficioso para algunas aplicaciones. No obstante, presentan una duración muy limitada

frente a los acumuladores abiertos. No existen en el mercado acumuladores estancos de alta capacidad y son más caros que los abiertos (Portabella, 2010; Vera, 2009; Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010). El resto de baterías no presenta en la actualidad características que hagan recomendable su empleo en sistemas de electrificación fotovoltaica.



*Figura 14.* Baterías de plomo - ácido.

Fuente: Portabella (2010); Vera (2009); Sánchez *et al.* (2009); Vilar *et al.* (2006) y Romero (2010).

#### **1.1.10. Subsistema de regulación**

Para un funcionamiento satisfactorio de la instalación, en la unión de los paneles solares con la batería ha de instalarse un sistema de regulación de carga. El regulador de carga tiene como función proteger los acumuladores contra la sobrecarga y sobredescarga. En caso de sobrecarga, pone las placas en cortocircuito y corta la corriente hacia los acumuladores, o avisa al consumidor con una alarma, en el segundo caso, el de descarga excesiva, o avisa con la alarma o corta el suministro cuando la cantidad de energía eléctrica del acumulador se pone por debajo de un nivel de seguridad. Un buen sistema regulador debe asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

En el mercado existentes diversos tipos de reguladores, con prestaciones muy distintas. En general, la mayoría de los reguladores están provistos de diferentes sistemas de medida (voltímetros, contadores) y de alarmas luminosas o sonoras para prevención de sobre cargas o descargas excesivas, incorporando además otras

funciones para conocer en todo momento el estado de la instalación. Los reguladores están diseñados para interrumpir el servicio de la instalación cuando así sea necesario, contándose con rearme automático (el propio regulador reanuda el suministro una vez solucionado el problema que originó la parada), o rearme manual. En ciertos casos (por ejemplo, cuando la desconexión se produce por descarga excesiva de las baterías), ciertos reguladores no permiten el rearme hasta que se alcance de nuevo el nivel mínimo de funcionamiento.

La complejidad o el grado de sofisticación de los reguladores aumentan a medida que aumenta el tamaño global de la instalación, existiendo una relación también entre las prestaciones del aparato y su precio final.

El regulador debe colocarse en un lugar fácilmente accesible de forma que resulte cómodo utilizar los elementos de control del estado de la instalación que normalmente acompañan a este elemento. (Escobar *et al.*, 2010b; Vera, 2009; Raquel, 2006).

#### **1.1.10.1. Subsistema de adaptación de corriente**

Está constituido por los convertidores e inversores, elementos cuya finalidad es adaptar las características de la corriente generada a la demanda total o parcial de las aplicaciones.

Muchas de las instalaciones fotovoltaicas autónomas combinan consumos de corriente continua y corriente alterna. En algunos casos la tensión de los elementos de consumo de corriente continua no coincide con la tensión proporcionada por el acumulador de la instalación, lo que requiere disponer de un convertidor de tensión continua (Rodríguez, 2014).

En otras aplicaciones, la utilización incluye elementos que trabajan en corriente alterna. Para esto el inversor transforma la corriente continua, (12,24V) procedente de baterías o de la célula fotovoltaica en corriente alterna (220 V a 60 hz.) que es la corriente que utilizan la mayoría de aparatos eléctricos.

Un inversor viene caracterizado principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede

proporcionar y la eficiencia (Escobar *et al.*, 2010a).

Otros aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores son:

- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas;
- Incorporar rearme y desconexión automáticas cuando no se esté empleando ningún equipo de corriente alterna;
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 200% de su potencia máxima. (Escobar *et al.*, 2010a).

#### **1.1.10.2. Funcionamiento de sistemas fotovoltaicos**

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la radiación solar sobre las celdas fotovoltaicas formadas por materiales semiconductores. Los fotones que integran la radiación solar incidente chocan con los electrones de valencia de los materiales semiconductores de manera que estos electrones rompen su enlace que anteriormente los tenía ligado a un átomo (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

Por cada enlace que se rompe queda un electrón y un hueco (falta de electrón en un enlace roto) cuyo movimiento en sentidos opuestos (conseguido con la aplicación de un campo eléctrico) genera una corriente eléctrica en el semiconductor la cual puede circular por un circuito externo. El campo eléctrico necesario al que hacíamos referencia anteriormente, se consigue con la unión de dos semiconductores a los que artificialmente se han dotado de concentraciones diferentes de electrones (mediante la adición de las sustancias dopantes, como pueden ser el fósforo, que le da una característica negativa y el boro, que le da una característica positiva). Se forma de esta manera un semiconductor tipo P (exceso de huecos) y otro tipo N (exceso de electrones), que al unirlos crea el campo eléctrico. (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010)

De esta forma, cuando sobre la célula solar fotovoltaica incide la radiación solar, aparece en ella una tensión que mediante la colocación de contactos

metálicos en cada una de las caras puede “extraerse” la energía eléctrica, que es utilizada en distintas aplicaciones (Rodríguez, 2014; Hernández, 2012; Mérida *et al.*, 2010; Carlos *et al.*, 2014; Horn, 2012).

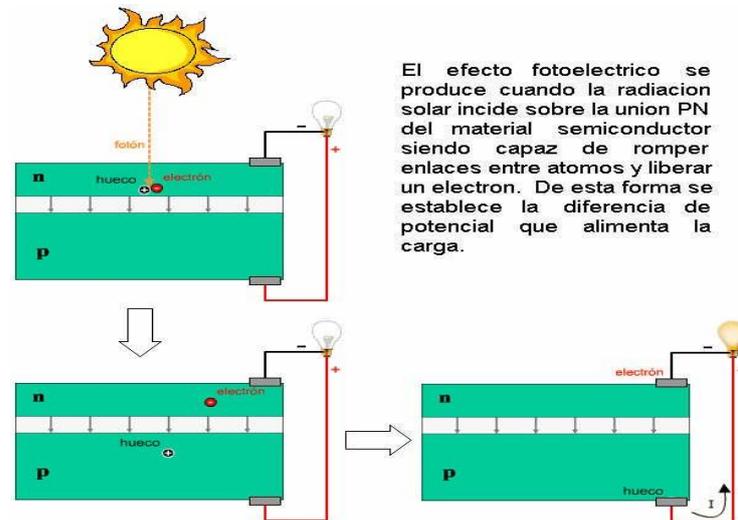


Figura 15. Esquema del principio de funcionamiento.

Fuente: Rodríguez (2014); Hernández (2012); Mérida *et al.*, (2010); Carlos *et al.*, (2014) y Horn (2012).

### 1.1.11. Radiación solar

La eficiencia de un dispositivo fotovoltaico depende de la distribución espectral de la radiación solar.

La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo más o menos constante el voltaje. Es importante conocer este efecto, ya que los valores de la radiación cambian a lo largo de todo el día, en función del ángulo del sol con el horizonte, por lo que es importante la adecuada colocación de los paneles (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

Un mediodía a pleno sol equivale a una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>. Cuando el cielo está cubierto, la radiación apenas alcanza los 100 W/m<sup>2</sup>.

La Figura 16 muestra el comportamiento de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar. Se presenta un aumento proporcional de la corriente producida con el aumento de la intensidad. También se debe observar que el voltaje a circuito abierto  $V_{ca}$ , no cambia lo cual demuestra su estabilidad frente a los cambios de iluminación (Espinoza *et al.*, 2016; Portabella

Cilveti, 2010; Mérida *et al.*, 2010; Aristizábal *et al.*, 2016).

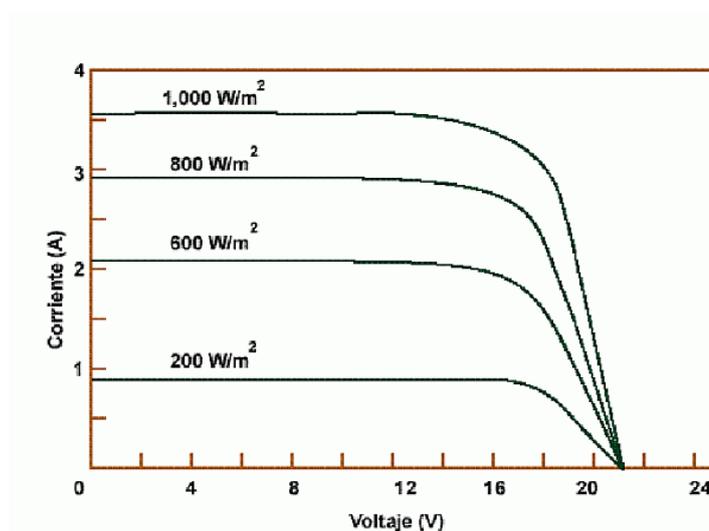


Figura 16. Temperatura Constante de 25 °C.

Fuente: Espinoza *et al.*, (2016); Portabella, (2010); Mérida *et al.*, (2010) y Aristizábal *et al.*, (2016).

#### 1.1.12. Temperatura de las células solares fotovoltaicas

La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo que conlleva cambios en la producción de electricidad. Una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup> es capaz de calentar una célula unos 30 °C por encima de la temperatura del aire circundante, a medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

Este factor condiciona enormemente el diseño de los sistemas de captación de energía, ya que las temperaturas que se alcanzan son muy elevadas, por lo que las células deben estar diseñadas para trabajar en ese rango de temperatura o bien contar con sistemas adecuados para la disipación de calor (Serván, 2014).

La Figura 17 muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en el módulo. Este efecto se manifiesta en el voltaje del módulo. La potencia nominal se reduce aproximadamente 0.5% por cada grado centígrado por encima de 25 °C.

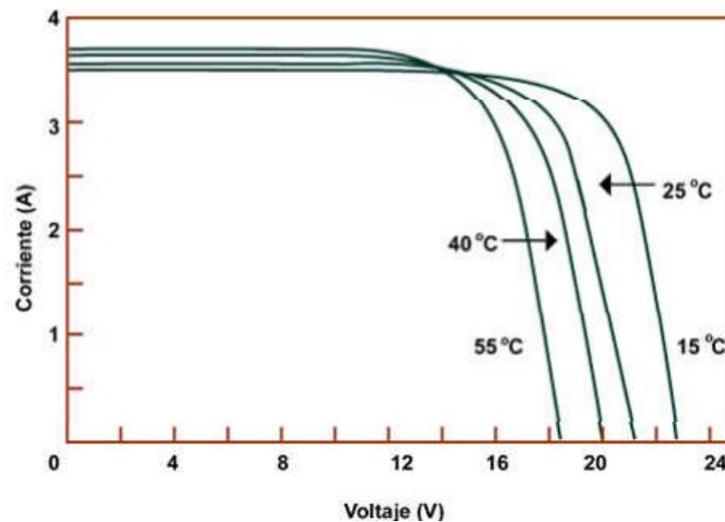


Figura 17. Irradiancia Constante 1,000W/m<sup>2</sup>.

Fuente: Serván, (2014).

La intensidad y la distribución espectral de la irradiación solar dependen de la latitud y la longitud, la hora del día, el día del año, las condiciones climáticas, la composición de la atmósfera de la altitud y de otros factores. Debido a los factores que influyen en la distribución espectral de la radiación solar, los patrones AMx encontrados en la literatura sólo representan estimaciones medias, con el propósito de servir como base para el cálculo y la comparación de la eficiencia de los dispositivos fotovoltaicos. Al mismo tiempo, debido a los innumerables factores que influyen en la distribución espectral, las medidas actualmente disponibles son limitadas y restringidas a algunas pocas regiones del mercado del mundo debido a la falta de investigaciones sobre el tema y la dificultad de obtener medidas espectrales. La distribución AM1.5 la más frecuentemente encontrada, siendo citada en prácticamente todos los catálogos de fabricantes de paneles fotovoltaicos. La distribución AM1.5 se determinó en base a la latitud media de los países del hemisferio norte y no representa las condiciones de captación de luz solar en todas las partes del mundo (Mérida *et al.*, 2010; Vera Fernandez, 2009; Raquel, 2006; Rodríguez, 2014; Espinoza *et al.*, 2016; Escobar *et al.*, 2010).

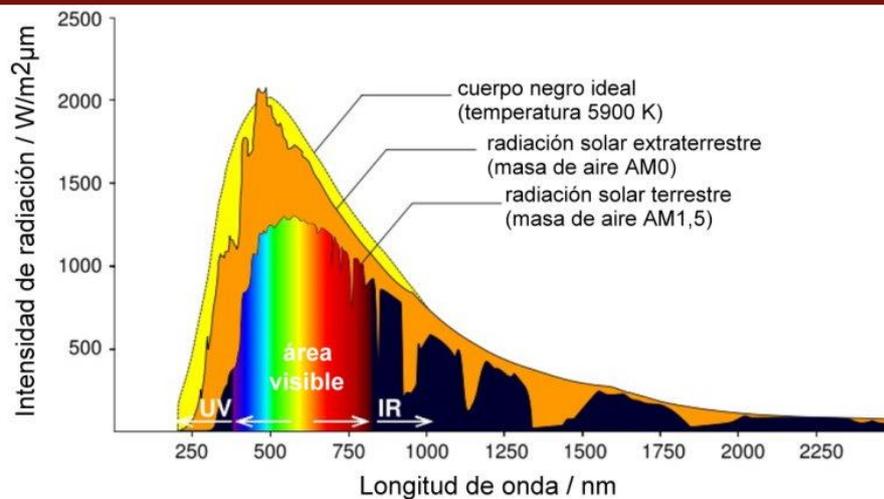


Figura 18. La intensidad y la distribución espectral de la irradiación solar.

Fuente: Mérida *et al.*, (2010); Vera Fernandez (2009); Raquel (2006); Rodríguez (2014); Espinoza *et al.*, (2016) y Escobar *et al.*, (2010).

### 1.1.13. Requisitos para conectar una planta de generación fotovoltaica a una red eléctrica convencional

Los requisitos para la conexión de una planta de generación fotovoltaica a la red eléctrica de baja tensión no están definidos en el Perú. En este sentido, la norma técnica peruana e internacional a menudo hace referencia a las recomendaciones del IEEE (organismo de los Estados Unidos) e IEC (organismo que tiene más de 60 países miembros, incluida la Unión Europea, Estados Unidos, Canadá, China, Corea y Australia). En complemento a los patrones fijados por estos dos organismos, existen reglamentos previos en determinados países. Aunque muchos países ya tienen una industria fotovoltaica consolidada, con miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en operación, los estudios para estandarización y reglamentación están en constante evolución y modificación. (Hernández & Medina, 2006; Escobar *et al.*, 2010b; Escobar *et al.*, 2010a).

Actualmente, sólo en los organismos IEC e IEEE, existen cerca de 30 normas o referencias que tratan de los materiales y equipos para sistemas fotovoltaicos. La lista siguiente cita algunos de los documentos más importantes y directamente relacionados con los convertidores conectados a la red.

- 1547 - IEEE Draft Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems

Interfaces. Estándar para la conexión de recursos distribuidos con la red eléctrica (ELECTRICIDAD, 2014) (Horn, 2012).

- ANSI/IEEE 929-2000 - IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. Práctica recomendada para la conexión con la red de sistemas fotovoltaicos (ELECTRICIDAD, 2014); (Horn, 2012).
- IEC 61727 Photovoltaic (Pv) Systems Characteristics Of The Utility Interface. Características de la red eléctrica en el punto de conexión (ELECTRICIDAD, 2014); (Horn, 2012).
- IEC 62116:2014. Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures. Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red (ELECTRICIDAD, 2014); (Horn, 2012).
- DIN VDE V 0126-1-1 VDE V 0126-1-1:2013-08. Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid. Desconexión automática de generadores de la red eléctrica pública de baja tensión (ELECTRICIDAD, 2014); (Horn, 2012).

Los documentos citados abordan temas como las características de puesta a tierra y aislamiento, calidad de energía eléctrica (contenido armónico e inyección de nivel de CC en la red), protección contra aislamiento (seguridad de la conexión a la red) y otros asuntos relacionados con la tecnología fotovoltaica y con la tecnología de convertidores electrónicos. A continuación, se encuentra un resumen de los requisitos que los convertidores requieren para que los sistemas fotovoltaicos estén conectados a la red (ELECTRICIDAD, 2014); (Horn, 2012).

#### **1.1.14. Voltaje o tensión de operación**

El convertidor conectado a la red de baja tensión realiza sólo el control de la corriente suministrada, no debe ejercer ningún control sobre la tensión de la red. Los parámetros de tensión suministrados por las normas se refieren a las tensiones máxima y mínima con las que el convertidor debe ser capaz de operar. El convertidor debe desconectarse cuando se detectan condiciones anormales de

tensión, con diferentes velocidades de desconexión para distintos niveles de tensión. Las normas IEE 1547, IEC 61727 y VDE 0126-1-1, poseen diferentes requisitos en relación con el comportamiento del convertidor en la presencia de discontinuidades en la tensión de la red (Vera, 2009; Raquel, 2006; Rodríguez, 2014; Hernández & Medina, 2006), como muestran las tablas:

Tabla 1

*Tiempos de desconexión en la ocurrencia de variación de tensión -patrón IEEE 1547.*

Rango de Tensión (% de valor nominal)	Tiempo de Apertura (s)
$V < 100$	0,1 6
$100 \leq V \leq 176$	2,0 0
$220 \leq V \leq 242$	1,0 0
$V > 242$	0,1 6

Tabla 2

*Tiempos de desconexión en la ocurrencia de variación de tensión – norma IEC 61727.*

Rango de Tensión (% de valor nominal)	Tiempo de Apertura (s)
$V < 100$	0,10
$100 \leq V \leq 170$	2,00
$220 \leq V \leq 271$	2,00
$V > 271$	0,05

Tabla 3

*Tiempos de desconexión en la ocurrencia de variación de tensión – norma VDE 0126-1-1.*

Rango de Tensión (% de valor nominal)	Tiempo de Apertura (s)
$170 \leq V \leq 220$	0,20

### 1.1.15. Frecuencia

La tensión y la corriente del convertidor se sincronizan con la red eléctrica, lo que significa que la frecuencia de operación del convertidor es exactamente la misma de la red. Las recomendaciones sobre la frecuencia de funcionamiento del convertidor se refieren a los límites inferior y superior de frecuencia.

Cuando la red presenta frecuencias fuera de esos límites, el convertidor debe desconectarse. La norma IEC recomienda que la desviación máxima de frecuencias permitida sea de  $\pm 1$  Hz, mientras que el estándar IEEE permite la operación del convertidor sólo dentro del intervalo de 59,3 Hz a 60,5 Hz.

La comprobación de la frecuencia de la operación de la red y el primer requisito (necesario, pero no suficiente) para la detección de la condición de aislamiento (Vera, 2009; Raquel, 2006; Rodríguez, 2014; Hernández y Medina, 2006).

Tabla 4

*Rangos de variación de frecuencia y tiempos de desconexión.*

Norma	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de Apertura (s)
IEEE 1547	$59,3 < f < 60,5$	0,16
IEC 61727	$f_n - 1 < f < f_n + 1$	0,2
VDE 0126-1-1	$47,5 < f < 50,2$	0,2

### 1.1.16. Aterramiento y CC residual

El sistema conectado a la red debe permitir la conexión a tierra del terminal negativo del panel o del conjunto fotovoltaico. La fuga de corriente para la tierra debe ser monitoreada por un medidor de corriente CC residual, sobre todo en los convertidores sin transformador de aislamiento. Los convertidores comercialmente disponibles, al menos los más sofisticados y construidos dentro de las normas, traen incorporado un sistema de protección contra fallo de puesta a tierra, que impide el funcionamiento del equipo, desconectándolo de la red, si alguna fuga de corriente es detectada (Rodríguez, 2014; Raquel, 2006; Vera, 2009; Portabella, 2010).

### 1.1.17. Inyección de corriente continua CC

La inyección de corriente continua CC por el convertidor puede deberse a la

asimetría entre los semiciclos positivo y negativo de la tensión producida por el convertidor. Esta asimetría causada por la variación de pulsos de tensión en la salida del convertidor, debe monitorearse y mantenerse dentro del límite recomendado. El estándar IEEE 1547 prevé un límite de corriente CC del 0,5% de la corriente nominal del convertidor, mientras que el límite de la norma IEC 61727 'y del 1%. La norma VDE 0126-1-1 no regula el límite en términos de porcentaje de la corriente nominal, previendo un límite absoluto de 1 A y un tiempo de desconexión máximo de 0,2 s si el valor de la corriente CC excede límite. Los documentos IEEE 1574 e IEC 61727 mencionan que el monitoreo de la corriente CC inyectada debe realizarse por medio de un análisis armónico (FFT) y no tiene recomendación sobre el tiempo máximo y desconexión (Rodríguez, 2014; Raquel, 2006; Vera, 2009; Portabella, 2010).

#### 1.1.18. Distorsión armónica

La distorsión armónica total (DHT o THD, total harmonic distortion) de la corriente inyectada por el convertidor no puede ser superior al 5%. Al igual que esta recomendación general, las normas IEE 1574 e IEC 61727 todavía prevén límites máximos para diversas bandas de frecuencias armonizadas (Rodríguez, 2014; Raquel, 2006; Vera, 2009; Portabella, 2010); conforme a la (Tabla 5).

Tabla 5

*Límites de contenido armónico de corriente (% de la corriente fundamental).*

Armónicas	Límite
THD (todas las armónicas)	5%
da 3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%
da 11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%
da 17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1,5%
da 23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0,6%
Mayor a da 33 <sup>a</sup>	0,3%
Armónicas pares	25% dos límites encima

### **1.1.19. Factor de potencia**

En general, los generadores distribuidos de pequeña potencia no deben participar en el control del sistema de potencia y hasta el momento no existe reglamentación que permita lo contrario, por lo que no deben cambiar potencia reactiva con la red eléctrica y deben idealmente trabajar con factor de potencia unitaria. La situación puede ser diferente para los generadores distribuidos de gran potencia, que pueden eventualmente participar en el control del sistema eléctrico (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

Aunque rigurosamente la corriente inyectada por el convertidor deba tener la misma fase de la tensión de la red, es decir, el convertidor inyecta sólo potencia activa, existen situaciones en las que el factor de potencia puede no ser unitaria en función de errores (dentro de límites aceptables) (debido a retrasos en los sensores de corriente o tensión) y en el sincronismo (debido a limitaciones del sistema de sincronización empleado), por ejemplo. De acuerdo con la norma IEC 61727, en cualquier circunstancia el factor de potencia debe ser inductivo no puede ser inferior a 0,85 (convertidor operando con más del 10% de la potencia nominal) o 0,90 (convertidor operando con más de 10% 50% de la potencia nominal). Los documentos IEEE 1574 y VDE 0126-1-1 no hacen recomendaciones en cuanto a los límites de factor de potencia. (Rodríguez, 2014; Raquel, 2006; Vera, 2009; Portabella, 2010).

### **1.1.20. Detección de apertura y reconexión**

El convertidor debe ser capaz de desconectarse de la red eléctrica cuando el sistema fotovoltaico fijo. Los documentos IEEE 1574, IEEE 929, IEC 62116, VDE 0126-1-1 tienen recomendaciones a este respecto y de los procedimientos de prueba utilizados para verificar el rendimiento del sistema de reconexión. El tema del aislamiento y reconexión debe todavía surgir normas más elaboradas sobre este asunto, que es una de las mayores preocupaciones con relación a la seguridad de los generadores distribuidos de pequeña potencia conectados a la red eléctrica. (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

Uno de los parámetros analizados para la detección de la apertura y la desviación de frecuencias, sin embargo, no sirve como un indicador de la situación de apertura.

Estudios sobre métodos sofisticados de detección de la apertura, capaces de abarcar la mayor parte de las situaciones de apertura y aislamiento, reduciendo el tamaño de la llamada zona no detectada. (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

Cualquiera que sea el método los documentos IEEE 1574, IEEE 929 e IEC 62116 obligan a la desconexión del convertidor 2 s apoyarse en la constatación de la apertura o aislamiento. La norma VDE 0126-1-1 prevé la desconexión de 5 s.

Tabla 6

*Condiciones para la reconexión.*

Norma	Tensión (%)	Frecuencia (Hz)	Intervalo
IEE 1547	$88 < V < 110$	$59,3 < f < 60,5$	-
IEC 61727	$85 < V < 110$	$f_n - 1 < f < f_n + 1$	3 minutos

Después del intervalo mínimo de desconexión (norma IEC 61727) y después del restablecimiento de las condiciones normales de tensión y frecuencia de la red, el convertidor debe automáticamente reconectar-y sincronizarse (Estrada, 2015; Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

### 1.1.21. Principio de funcionamiento de dispositivos solares

#### 1.1.21.1. Célula fotovoltaica ideal

La ecuación básica de la teoría de semiconductores que describe matemáticamente la característica I X V de una célula fotovoltaica ideal es:

$$I = I_{pv,cell} - I_d$$
$$I_d = I_{0,cell} \left[ e^{\left(\frac{qV}{akT}\right)} - 1 \right]$$

Donde:

$I_{pv, cell}$  = Corriente Generada por la Incidencia de la Luz.

$I_d$  = Ecuación de Diodo de Shockley.

$I_{0,cell}$  = Corriente de Saturación reversa del diodo.

$q$  = Carga Elemental del Electrón ( $1.60217646 \times 10^{-19} \text{C}$ ).

$k$  = Constante de Boltzmann ( $1.3806503 \times 10^{-23} \text{J/K}$ ).

$T(k)$  = Temperatura de Unión p-n.

$a$  = Constante ideal del Diodo.

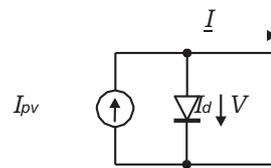


Figura 19. Modelo de un diodo de la célula fotovoltaica ideal.

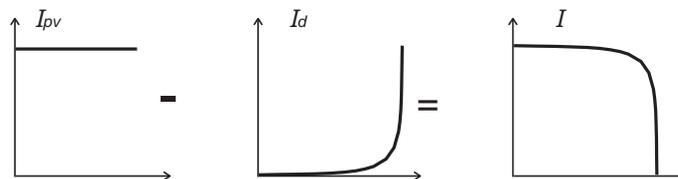


Figura 20. Curva  $I \times V$  característica de una célula fotovoltaica en la región de operación directa. La corriente resultante  $I$  'y compuesta por la corriente fotoeléctrica  $I_{pv}$  y por la corriente del diodo  $I_d$ .

### 1.1.22. Dispositivo fotovoltaico practico

El dispositivo practico más común de un panel solar, formado generalmente por la asociación de células en serie. Las características en los terminales de un panel fotovoltaico requieren la inclusión de parámetros adicionales en la ecuación básica. (Arán, 2008; Sánchez *et al.*, 2009; Romero, 2010; Vilar *et al.*, 2006).

$$I = I_{pv} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V - R_s I}{V_t a} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s}{R_p}$$

Donde:

$$V_t = N_s k T / q$$

Es la tensión térmica del panel con  $N_s$  células conectadas en serie.

La conexión de células en paralelo es poco común en los paneles fotovoltaicos comerciales, pero si se realiza puede aumentar la capacidad de corriente, mientras que la conexión en serie eleva las tensiones proporcionadas por el conjunto. (Arán, 2008; Sánchez *et al.*, 2009; Romero, 2010; Vilar *et al.*, 2006).

Si el conjunto se compone de  $N_p$  células conectadas en paralelo a las corrientes fotoeléctricas y de saturación inversa, se pueden expresar como:

$$I_{pv} = I_{pv, \text{ cell}} N_p,$$

$$I_0 = I_{0, \text{ cell}} N_p$$

$R_s$ : es la resistencia serie equivalente del panel.

$R_p$ : es la resistencia paralela equivalente.

La ecuación origina la curva  $I \times V$  mostrada en la Figura 25 donde se colocan tres puntos: cortocircuito (0,  $I_{sc}$ ), máxima potencia ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) y circuito abierto ( $V_{oc}$ , 0). Estos tres puntos se denominan puntos notables.

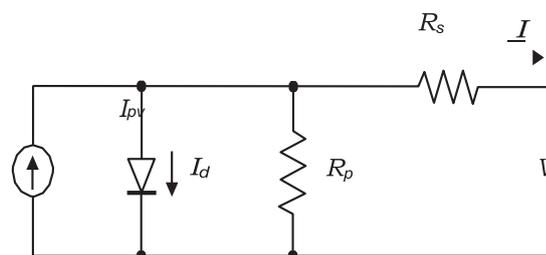
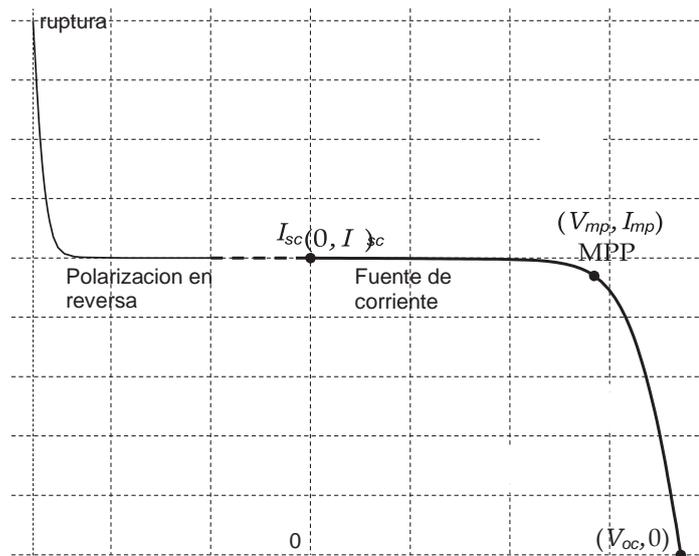


Figura 21. Modelo con un diodo de un dispositivo fotovoltaico real.



*Figura 22.* Curva  $I \times V$  característica de un dispositivo fotovoltaico práctico y sus tres puntos notables: cortocircuito  $(0, I_{sc})$ , máxima potencia  $(V_{mp}, I_{mp})$  y circuito abierto  $(V_{oc}, 0)$ .

Nota: La zona de polarización directa está dividida en dos regiones de operación: fuente de corriente y fuente de tensión. En la región de polarización se revierte la tensión sobre el dispositivo y la negativa disipa la energía, pudiendo dañarse por calentamiento. El dispositivo es invariablemente dañado cuando alcanza la tensión de ruptura  $V_{br}$ .

Los fabricantes de paneles fotovoltaicos no suministran los parámetros de la ecuación de la curva  $I \times V$  característica. En lugar de eso, generalmente se suministran curvas y tablas con datos experimentales sobre las características térmicas y eléctricas del dispositivo (Rodríguez, 2014).

La corriente fotoeléctrica, la resistencia serie y paralela, la constante de idealidad del diodo y la corriente de saturación reversa se desconocen. Las hojas de datos de los paneles fotovoltaicos traen normalmente poca información en las condiciones nominales de operación: la tensión de circuito abierto  $(V_{oc}, n)$ , la cadena de cortocircuito,  $(V_c)$ , la tensión de máxima potencia  $(V_{mp})$ , la corriente de máxima potencia  $(I_{mp})$ , el coeficiente de tensión y la temperatura  $(KV [V / K])$ , el coeficiente de variación corriente y temperatura  $(KI [A / K])$  de máxima potencia de pico  $(P_{max}, e)$ . Esta información se proporciona siempre en las

condiciones estandarizadas de prueba o las condiciones nominales, que corresponden a una temperatura de 25 °C e irradiación solar de 1000 W / m<sup>2</sup>. (Vera, 2009).

Los dispositivos fotovoltaicos presentan un comportamiento híbrido de fuente de corriente y de fuente de tensión. Estos comportamientos son más o menos intensos de acuerdo con el punto de operación, mientras que el gráfico de la curva  $I \times V$  puede dividirse en dos regiones principales de operación, como muestra la (Figura 23). A la izquierda del punto de máxima potencia el dispositivo se comporta predominantemente como fuente de corriente, mientras que la recta del punto de máxima potencia su comportamiento es más parecido al de una fuente de tensión (Raquel, 2006).

Un dispositivo fotovoltaico práctico posee una resistencia serie  $R_s$  que tiene influencia en la operación del dispositivo como fuente de tensión y una resistencia paralela  $R_p$  que influye en la operación como fuente de corriente. La resistencia serie  $R_s$  es la suma de diversas resistencias estructurales del dispositivo, como muestra la (Figura 23). La resistencia serie es básicamente la suma de las resistencias de contacto óhmico del semiconductor p con la base de metal inferior, de las resistencias de los cuerpos de los semiconductores p en las resistencias de contacto de las capas con la rejilla de terminales metálicos superior y las resistencias propias de los terminales metálicos.

La resistencia  $R_p$  existe principalmente debido a la corriente de fuga de la unión p-n y depende del método de fabricación de las células fotovoltaicas. Se mostró que la resistencia  $R_s$  disminuye linealmente con la tensión y la resistencia  $R_p$  disminuye con la temperatura, pero estas resistencias pueden considerarse constantes sin perjuicio de la validez del modelo. El valor de  $R_p$  es generalmente elevado y muchos autores la desprecian para simplificar los modelos matemáticos. El valor de  $R_s$  es muy pequeño y muchas veces este parámetro es también despreciado (Vera, 2009).

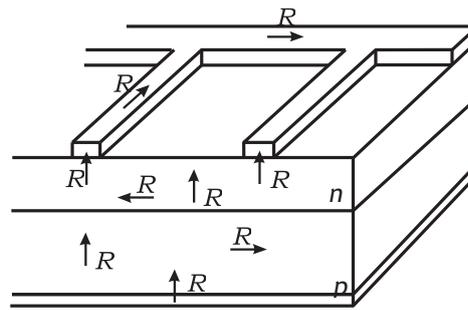


Figura 23. Detalle de la estructura física de una célula fotovoltaica ilustrando los orígenes de las resistencias óhmicas.

Fuente: Lasnier & Ang (1990).

La curva  $I \times V$  de un dispositivo fotovoltaico que se muestra en la Figura 24 depende de las características internas del dispositivo y de factores externos como la cantidad de radiación solar incidente y la temperatura. La cantidad de luz incidente afecta directamente a la generación de portadores de carga y en consecuencia, la corriente fotoeléctrica generada por el dispositivo. Las corrientes fotoeléctricas ( $I_{pv}$ ) de las células elementales que componen un panel solar son difíciles de determinarse. Las hojas de datos de los dispositivos sólo informan la corriente nominal de cortocircuito, que es la máxima corriente disponible en los terminales del dispositivo en las condiciones estandarizadas de prueba. Muchos los autores normalmente desprecian las influencias de las resistencias serie y paralela y hacen  $I_{sc} \approx I_{pv}$  para simplificar el modelado de los dispositivos fotovoltaicos (Vera, 2009; Portabella, 2010).

### 1.1.23. Regulación de tensión fotovoltaicas solares

En esta parte se investiga el control de un convertidor CC-CC buck alimentado por un dispositivo fotovoltaico, como se muestra en la Fig. 2.19. La salida del convertidor es una fuente de tensión constante  $V_o$ , que representa una batería o un bus CC para un segundo estatus de conversación. El convertidor CC-CC funciona como interfaz entre el dispositivo fotovoltaico y la tensión  $V_o$ . El bloque de MPPT (máximo power point tracking) hace el rastreo de la máxima potencia del dispositivo fotovoltaico y proporciona la referencia de tensión para el controlador,

que a su vez debe regular la tensión deseada en los terminales del dispositivo. El convertidor del tipo buck fue elegido para este estudio por asemejarse, en su funcionamiento y en la forma de modelado y control, al convertidor CC-CC full-bridge con transformador elevador y filtro inductivo en la salida. (Sánchez *et al.*, 2009; Romero, 2010; Vilar *et al.*, 2006)

Muchos sistemas fotovoltaicos con convertidores CC-CC reportados en la literatura emplean el control directo del ciclo de trabajo del convertidor, donde el bloque de MPPT actúa directamente sobre la apertura y el cierre de la llave del convertidor CC-CC, sin emplear un controlador de tensión o de corriente. En este tipo de sistema no se realiza la regulación apropiada de la tensión o de la corriente en los terminales del dispositivo fotovoltaico y el convertidor queda sujeto a estrés excesivo y el aumento de las pérdidas. En lugar del control directo de ciclo de trabajo, es preferible emplear un controlador de malla cerrada con un compensador lineal.

Más allá de reducir las pérdidas y el estrés del convertidor a través de la limitación del ancho de banda del control del ciclo de trabajo, la presencia de un controlador de malla cerrada reduce el tiempo de establecimiento del convertidor y, evita oscilaciones y sobrecarga, haciendo más fácil el funcionamiento del bloque de MPPT. En este trabajo se estudia el control basado en compensadores lineales, que son simples, efectivos y muy adecuados para este tipo de aplicación (ELECTRICIDAD, 2014; (Hernández y Medina, 2006; Estrada, 2015; Vera,2009; Rodríguez, 2014).

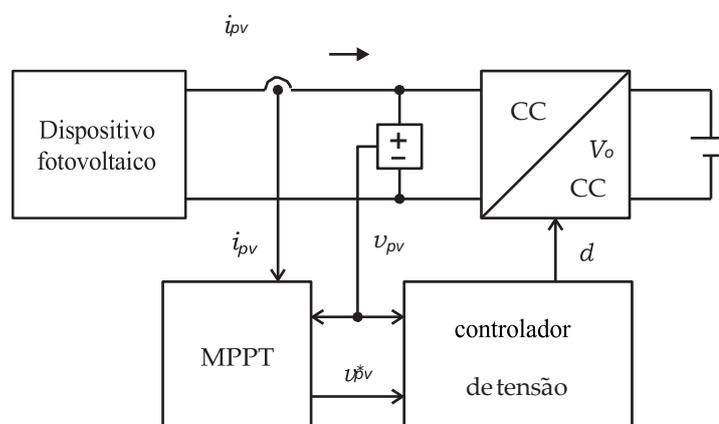
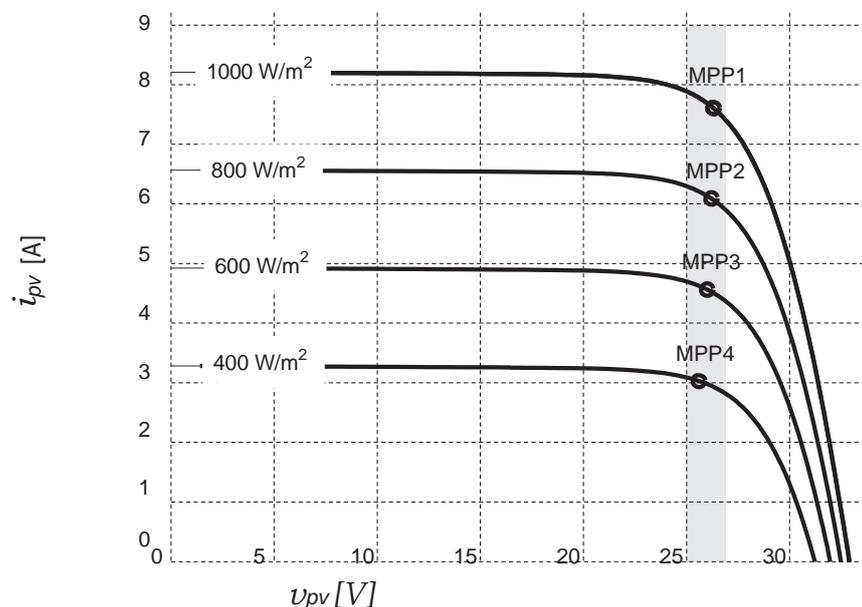


Figura 24. Convertidor buck con tensión de entrada

controlada realizando la interfaz entre el dispositivo fotovoltaico y la tensión de salida  $V_o$ .

*Nota:* La función del controlador de tensión 'y regular la tensión fotovoltaica de acuerdo con la referencia suministrada por el bloque de MPPT. (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

En las aplicaciones fotovoltaicas el control de la tensión del dispositivo fotovoltaico es preferible al control de la corriente. Las Figura 24 y 25, que ejemplifican las curvas de tensión y corriente del panel solar KC200GT, ayudan a justificar esta preferencia. La Figura 25 muestra que el punto de máxima potencia (MPP) permanece dentro de una zona estrecha de tensión. Independientemente de la condición de irradiación solar, la tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) poco varía cuando la temperatura del dispositivo es constante. Cuando la temperatura varía, con irradiación solar constante, la corriente del dispositivo fotovoltaico 'y aproximadamente constante y la tensión de máxima potencia y alterada. Sin embargo, incluso en esta situación la tensión  $V_{MP}$  permanece dentro de una banda relativamente pequeña de valores (Romero, 2010).



*Figura 25.* Curvas de tensión y corriente del panel solar KC200GT y sus respectivos puntos de máxima potencia para diversas condiciones de irradiación solar y bajo temperatura constante.

Fuente: Romero (2010).

Se observa que las tensiones de los puntos de máxima potencia permanecen dentro de una estrecha franja mientras que las corrientes varían enormemente en función de la irradiación.

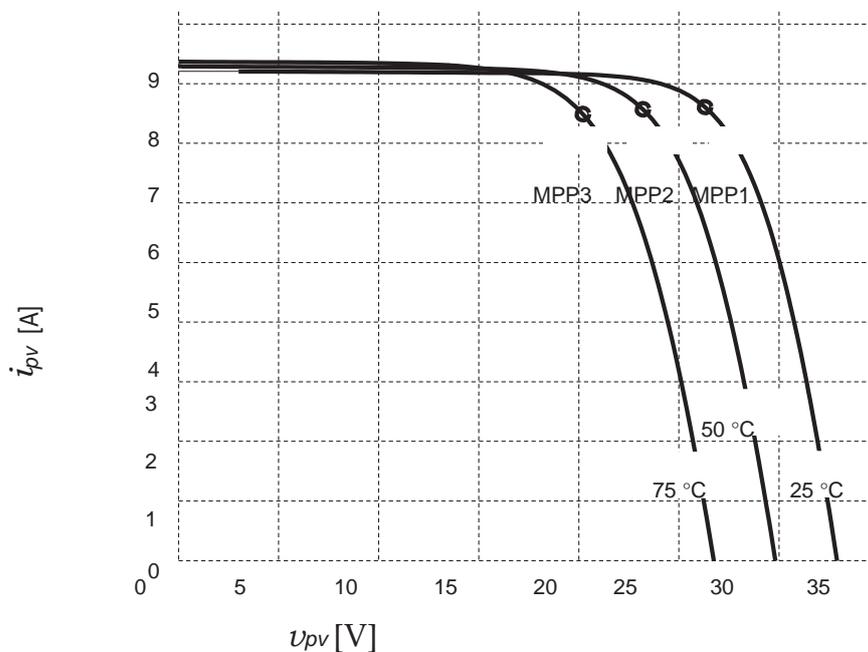


Figura 26. Curvas de tensión y corriente del panel solar KC200GT y sus respectivos puntos de máxima potencia para diversas condiciones de temperatura y bajo irradiación constante.

Fuente: Romero (2010).

*Nota:* Las corrientes permanecen constantes mientras que las tensiones sufren variaciones con la temperatura.

El hecho de que la tensión de máxima potencia del dispositivo fotovoltaico se mantenga relativamente constante dentro de una amplia gama de variación de la irradiación solar favorece la elección de la tensión como la variable a ser controlada.

Por esta razón, el control de la tensión del dispositivo fotovoltaico es preferible al control de la corriente. Incluso considerando que la tensión varía con cambios de temperatura, estas son menos bruscas y menos frecuentes que las variaciones de irradiación. (Sánchez *et al.*, 2009; Romero, 2010).

### 1.1.24. Control de sincronismo de un convertidor de cc-ca trifásico conectado a una red

Esta parte aborda el control de las corrientes de salida y de la tensión de entrada del convertidor CC- CA (o inversor) trifásico conectado a la red. Primero y hecho la ecuación de las corrientes del convertidor. A continuación, se estudian algunos tipos de controladores estacionarios y síncronos basados en compensadores lineales. En la literatura se encuentran diversos tipos de controladores de corrientes: con histéresis, predictivos, no lineales y basados en inteligencia artificial (fuzzy, redes neuronales) Los compensadores lineales fueron elegidos en este trabajo, en detrimento de otras técnicas de control conocidas debido a su simplicidad y debido al hecho de funcionar de forma satisfactoria para el objetivo de sintetizar corrientes senoidales en el convertidor conectado a la red. En contraste con otros tipos de controladores encontrados en la literatura, los controladores lineales todavía tienen la ventaja de poseer dos estadios separados: el estado de la compensación del error y el de la modulación de tenso del convertidor. Esta separación permite emplear estrategias bien conocidas de modulación, que proporcionan frecuencia de conmutación constante y espectro armónico conocido (Sánchez *et al.*, 2009; Vilar *et al.*, 2006; Romero, 2010).

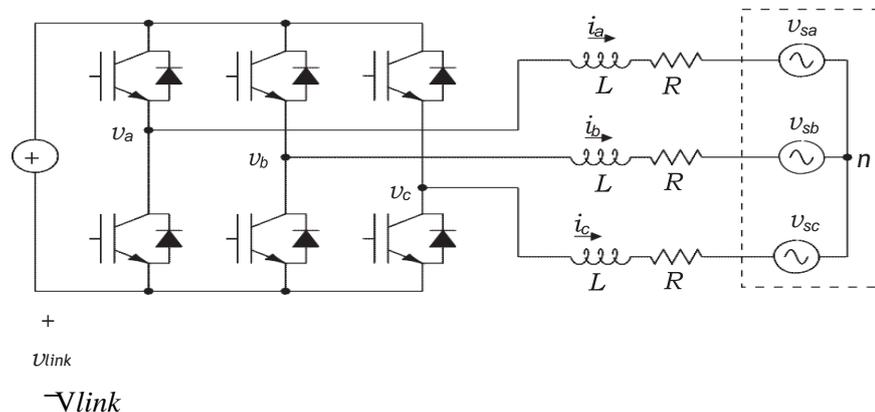


Figura 27. Convertidor CC-CA trifásico conectado a la red con filtros inductivos.

Fuente: Sánchez *et al.* (2009); Vilar *et al.* (2006) y Romero (2010).

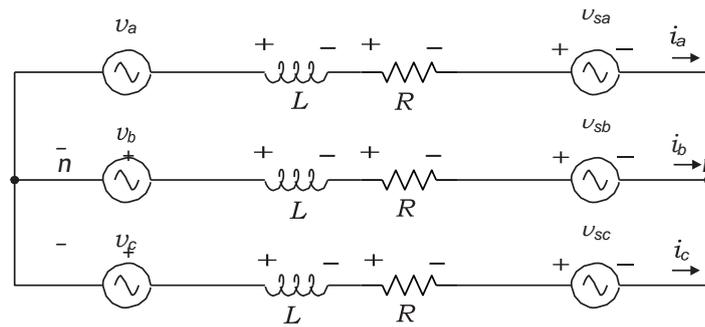


Figura 28. Circuito equivalente del convertidor CC-CA trifásico conectado a la red.

Fuente: Sánchez *et al.* (2009); Vilar *et al.* (2006) y Romero (2010).

## 1.2. Antecedentes

El presente trabajo no cuenta con antecedentes, a recomendación de los jurados se procedió a no considerar esta sección, el mismo que pueden dar fe los miembros del jurado correspondientes.

## CAPÍTULO II

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 2.1. Identificación del problema

La energía renovable y limpia, están desempeñando un papel cada vez más importante en los sistemas de energía. Su inserción en el sistema eléctrico se debe principalmente a las preocupaciones dentro de la energía y del medio ambiente. Entre estas preocupaciones son: la creciente demanda de energía; sobrecargado los sistemas de transmisión y las dificultades en la construcción de nuevas líneas, el efecto invernadero y el calentamiento global. Estos dos últimos son consecuencia, principalmente de la quema de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo.

En este escenario, los sistemas de generación distribuida son interesantes, ya que pueden utilizar distintos tipos de fuentes de energía primaria, incluyendo la llamada renovable y no contaminante. La gran cantidad de fuentes primarias pueden añadir un mayor grado de flexibilidad en el sistema de energía, que ahora tiene varias formas de generación, muchos de los cuales son complementarios, por ejemplo, energía, hidráulica y eólica y la solar y la eólica. Otra característica interesante de los sistemas de generación fotovoltaica es la capacidad de ser instalado rápidamente y cerca de los consumidores, las empresas y las industrias o residencias. La relativa facilidad de instalación puede aliviar las necesidades inmediatas de los gobiernos de invertir en costoso sistema y la energía, la proximidad a los consumidores, tiende a reducir las pérdidas de transmisión y distribución de energía.

El concepto de generación distribuida, o generador distribuido todavía no está consolidado entre los países, las organizaciones internacionales y académicos que trabajan en el campo de la electricidad. Los principales puntos de discusión para la consolidación de una definición son: la capacidad de generación, el nivel de tensión en el

punto de conexión y la ubicación de la instalación.

## **2.2. Enunciados del problema**

### **2.2.1. Problema general**

¿El uso de una Planta Fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión resuelve el problema de mayor demanda de energía a menor costo y energía menos contaminante en la ciudad de Puno?

### **2.2.2. Problemas específicos**

- ¿Qué tecnologías solares existentes permiten obtener una planta solar fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión?
- ¿Cómo se implementa las tecnologías solares en la obtención de una planta solar fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión?

## **2.3. Justificación**

La generación fotovoltaica conectada a una red de baja tensión es una modalidad de generación caracterizada por el uso de generadores de pequeña y media potencia instalados próximos a las localidades de consumo, conforme la ilustración de la (Figura 1). La generación distribuida con fuentes alternativas y limpias de energía eléctrica conectadas a las redes de distribución de baja tensión y aún poco conocida en Brasil. Esto se debe, en parte, a la ausencia de tecnología nacional de equipamientos para energías alternativas (solar y eólica, entre otras) y la ausencia de regulación para el uso de sistemas distribuidos en redes de baja tensión.

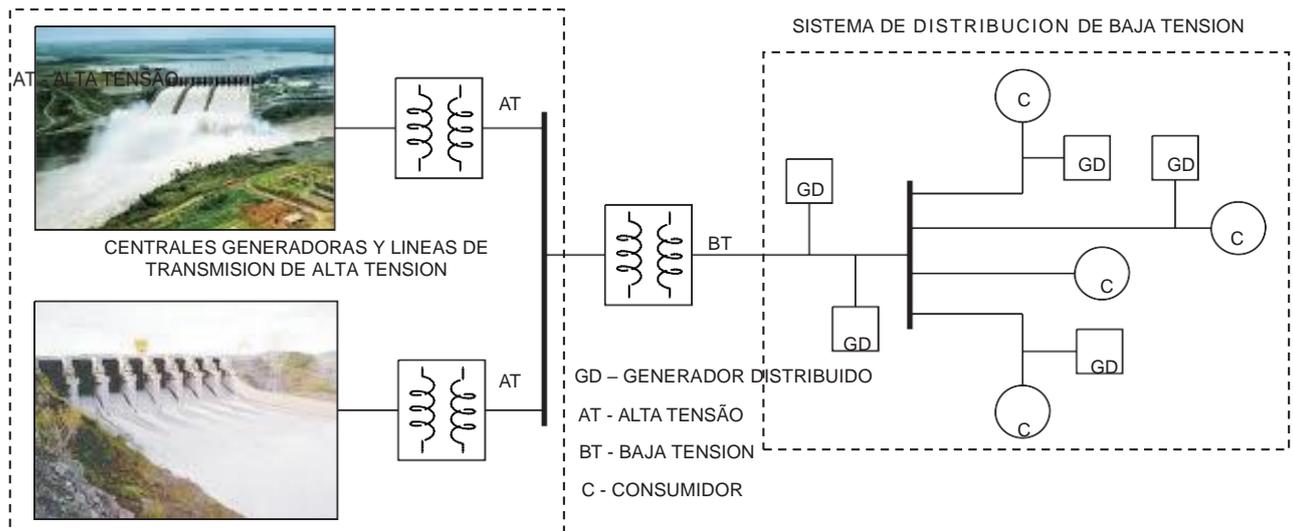


Figura 29. La generación fotovoltaica.

Fuente: figuras extraídas del buscador google.

Nota: La generación fotovoltaica conectada a una red de baja tensión caracterizada por el uso de pequeños generadores distribuidos dispersos por el sistema eléctrico e instalados cerca de los lugares de consumo, en contraposición al modelo tradicional de producción de electricidad basada en grandes centrales distantes de los locales de consumo y conectadas al sistema eléctrico por líneas de transmisión de alta tensión.

La generación distribuida de energía eléctrica con fuentes renovables y alternativas ha recibido mucha atención en diversos países desarrollados, que buscan ampliar su capacidad de generación y diversificación las matrices energéticas, priorizando e incentivando el uso de energías limpias. Entre las fuentes alternativas renovables de energía se destacan la eólica y la solar, que son las más empleadas en todo el mundo.

Más allá de grandes parques de generación solar y eólica, los países desarrollados han incentivado el uso de pequeños generadores distribuidos conectados al sistema eléctrico. En estos países la tecnología de generación distribuida está al alcance de usuarios de todos los tipos, incluidos los usuarios residenciales que, mediante incentivos y subsidios para la adquisición de los equipos, se convierten en productores de energía conectados al sistema eléctrico de distribución de baja tensión.

El uso de sistemas de generación distribuida en baja tensión trae innumerables beneficios para los usuarios y para el sistema de abastecimiento de electricidad de los países que emplean este modo de generación. Más allá de proporcionar bienestar y calidad de vida con la introducción de las fuentes renovables y limpias de energía, la generación

distribuida descentraliza la producción de energía, produciendo electricidad cerca del lugar de consumo y permitiendo aliviar las líneas de transmisión y los sistemas de distribución.

El uso a gran escala de sistemas distribuidos puede reducir la demanda por inversiones en líneas de transmisión y frenar la construcción de plantas basadas en fuentes convencionales de energía. En todo el mundo la energía solar fotovoltaica es la fuente alternativa que ha recibido más atención. Los sistemas de generación distribuidos basados en la energía solar fotovoltaica son muy adecuados para la instalación en cualquier lugar donde haya una incidencia de luz muy alta.

#### **2.4. Objetivos**

El principal objetivo de esta investigación fue el desarrollo de la implementación de la tecnología de convertidores electrónicos para la conexión de sistemas fotovoltaicos y otras fuentes de energía, la red eléctrica, contribuyendo para el avance de la generación distribuida de energía eléctrica con fuentes alternativas en el Perú.

El foco del trabajo fue el desarrollo del convertidor electrónico, que es el elemento de ligación entre los paneles solares fotovoltaicos y la red eléctrica. Todos los sistemas de generación distribuida de energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos necesitan un convertidor electrónico para la conexión con la red eléctrica.

Aunque el convertidor ha sido desarrollado para el uso en sistemas fotovoltaicos, la misma tecnología puede ser adaptada a otros tipos de fuentes alternativas de energía (generadores eólicos, células a combustibles, micro-turbinas).

El interés de esta investigación residió en la energía solar fotovoltaica debido a la gran aplicabilidad de esta fuente de energía en el territorio peruano, que posee elevados niveles de irradiación solar. Fue construido, empleando el convertidor electrónico desarrollado, un sistema fotovoltaico experimental conectado a la red eléctrica (Figura 31).

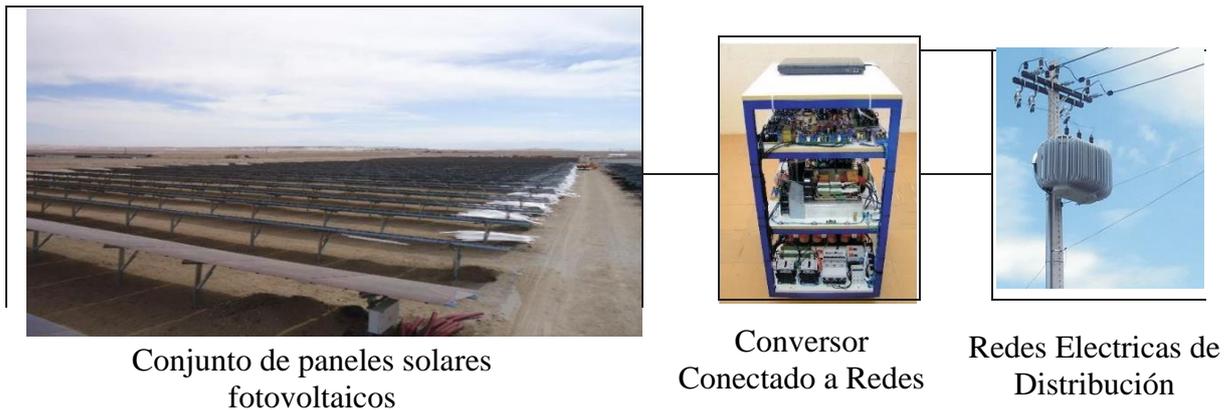


Figura 30. Componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

Construida en Caylloma la Joya Arequipa: Conjunto de paneles solares con 55 704 módulos de 1250 KW. Cada uno, convertidor trifásico de potencia que hace la conexión de paneles solares con la red eléctrica. fuentes: archivo personal y figura extraída de images.google.com

Grupo T-Solar, uno de los principales operadores mundiales en el mercado de generación de electricidad de origen solar fotovoltaico, con total de 165 millones de dólares las dos centrales fotovoltaicas de 44 MW en total de Arequipa. Son sus primeros proyectos de energía solar fotovoltaica de gran escala en Latinoamérica. Ocupan una superficie de 206 hectáreas y contarán con 113.600 módulos de capa delgada de silicio amorfo hidrogenado producidos por el propio Grupo T-Solar en su fábrica de Orense. Isolux Corsán, grupo empresarial del que T-Solar forma parte llevo a cabo la construcción de las plantas.

En La Joya y Caylloma, producirán 80 GWh al año electricidad suficiente para abastecer a una población de 80.000 habitantes. Están conectadas a la red nacional desde el segundo semestre de 2012. Overseas Private Investment Corporation (OPIC) apporto 131 millones de dólares en deuda senior. La agencia de desarrollo holandesa Netherlands Development Finance Company (FMO) y la agencia de desarrollo francesa Institution Financière de Développement (Proparco) aportaron hasta 14,3 millones de dólares, entre ambas.

Tabla 7

*Central Majes Solar 20T.*

<b>Denominación</b>	<b>Central Majes solar 20 T.</b>
<b>Empresa Concesionaria</b>	<b>Grupo T Solar Global S.A.</b>
<b>Tecnología</b>	Solar Fotovoltaica - Módulos Fijos
<b>Ubicación</b>	
Departamento	Arequipa
Provincia	Caylloma
Distrito	Majes
Altitud	1 680 m.s.n.m.

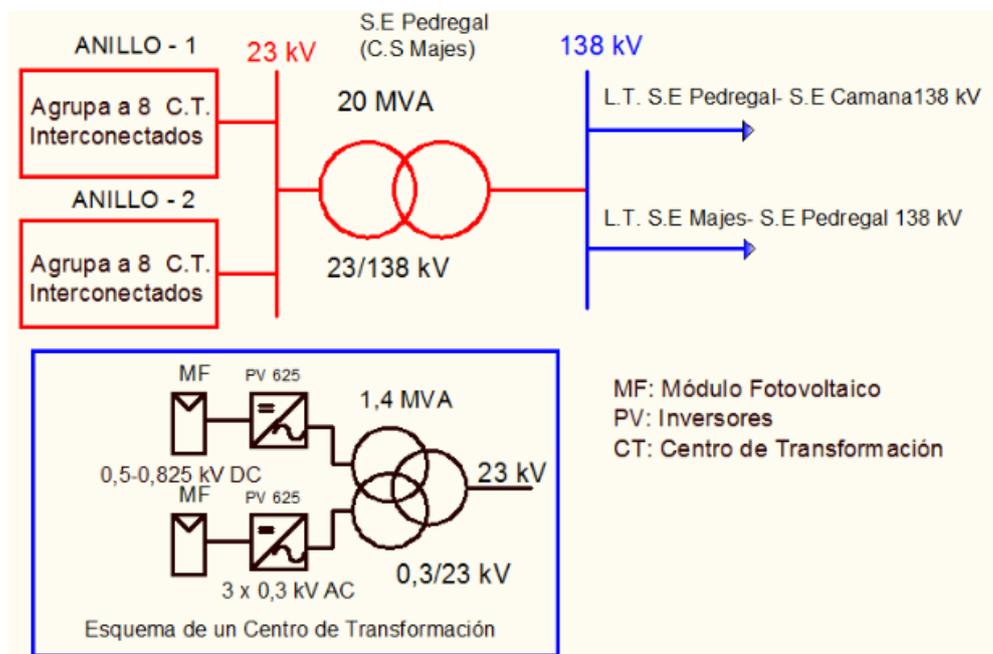


Figura 31. Esquema de un centro de transformación.

En esta investigación de tesis se estudiaron diversos temas que forman parte de los sistemas de generación distribuidos fotovoltaicos: requisitos para la conexión con la red eléctrica, control de convertidores electrónicos de los sistemas de control de corrientes, control de tensión, sincronismo con la red eléctrica y el rastreo del punto de máxima potencia de los paneles solares, regulación de la tensión fotovoltaica, sistemas de control de corrientes, control de tensión, sincronismo con la red eléctrica y el rastreo del punto de máxima potencia de los paneles solares.

### 2.4.1. Objetivo general

Evaluar la implementación de una Planta Fotovoltaica conectada a una

micro red de baja tensión optimizara la mayor demanda de energía a menor costo y menos contaminante en el distrito de Chupa.

#### **2.4.2. Objetivos específicos**

- Conocer las tecnologías solares existentes permiten obtener una planta solar fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión.
- Implementar las tecnologías solares en la obtención de una planta solar fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión.

### **2.5. Hipótesis**

#### **2.5.1. Hipótesis general**

Mediante la implementación de una Planta Fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión se optimizará la mayor demanda de energía a menor costo y menos contaminante en el Distrito de Chupa.

#### **2.5.2. Hipótesis específicas**

- Conocer las tecnologías solares existentes permitirá desarrollar una planta solar fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión.
- La implementación de las tecnologías solares permitirá el funcionamiento de una planta solar fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión.

## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1. Lugar de estudio

El Proyecto “Planta Fotovoltaica Conectada A Una Micro Red De Baja Tensión En El Distrito De Chupa-Azángaro-Puno”, Ubicada en el Distrito de Chupa, Provincia de Azángaro y Departamento de Puno” beneficiará a 01 localidad mediante Redes primarias y Secundarias con una población de 4068 habitantes beneficiarios, y con 1025 abonados domésticos y 9 cargas de uso general (1047 Conexiones en baja tensión), en el siguiente cuadro se detalla las localidades beneficiarias y la cantidad de abonados por cada localidad.

Tabla 8

*Abonados por cada localidad.*

N°	Subestación	Localidades a atender	Transformador 3Ø-22,9/0,46- 0,23 kV 75 kVA	Conductor mm <sup>2</sup>
1	SS.EE N°01	Barrio Túpac Amaru.	1	35
2	SS.EE N°02	Barrio Unión Chipinta y Mini- Hospital	1	35
3	SS.EE N°03	Barrio Alto San Martin.	1	35
4	SS.EE N°04	Municipalidad, Plaza de armas y barrio Porvenir	1	35
5	SS.EE N°05	Barrio Porvenir.	1	35

---

TOTAL

5

---

**a) Ubicación geográfica**

Se ubica en el distrito de Chupa, se encuentra ubicada a una altitud entre 3815 y 4000 msnm, hacia el norte de la región Puno a 120 km de la ciudad de Puno y a 38 km de la capital de la provincia de Azángaro. Cuenta con una extensión territorial de 143.21 km<sup>2</sup>, con una densidad poblacional de 134.01 habitantes/km<sup>2</sup> (INEI 1998).



*Figura 32.* Mapa político del Departamento de Puno y de la provincia de Azángaro.

Fuente: extraído del navegador de Google.

Nota: El área de Influencia es toda la extensión de la Capital del Distrito de Chupa.

**b) Clima**

La temperatura promedio anual es de 10°C con fuertes variaciones de las temperaturas críticas (-12 a 15°C), una precipitación pluvial media de 760 mm y demarca dos épocas: lluvias (Setiembre a Abril) y seca (Mayo a Agosto) y épocas de transición entre ellas. En el siguiente cuadro se indica la estación SENAMHI de referencia y su ubicación respectiva:

Tabla 9

*Estaciones Meteorológicas consideradas para el proyecto.*

Nº	Estación	DPTO	Provincia	Distrito	Latitud	Longitud	Altura (m.s.n.m)
1	Arapa / DRE-13	Puno	Azángaro	Arapa	15°8'10.5 "S"	70°7'5.6"W "	3 830
2	Cabanillas/D RE-13	Puno	San Román	Cabanillas	15°10'10.5 " S"	69°58'11.6" W"	3 920

Tabla 10

*Condiciones Climatológicas.*

Temperatura media °C	10
Temperatura mínima media °C	4,3
Temperatura máxima °C	15,4
Velocidad del Viento (km/h)	64,8
Velocidad del Viento (km/h) CNE	80

Fuente: Información senamhi.

**c) Topografía y altitud del área del proyecto**

La altitud en la cual se desarrolla el proyecto varía entre 3 800 y 4 100 msnm, en la que el relieve topográfico es variado, desde suave hasta escarpada, distinguiéndose dos promontorios rocosos a manera de conos volcánicos denominados Coanos al Nor Oeste por el cerro Apu Rukus y Llacastete al Este por el Cerro Pucaorcco. También se encuentran al Sur el Lago de Arapa.

**d) Vías de acceso**

La capital del distrito de Chupa, cuenta con cuatro vías de acceso, provenientes de Juliaca (75 km), Huancané (40 km), Azángaro (38 km) y Pedro Vilcapaza (30 km); todas ellas son carreteras afirmadas y con regular conservación. Sin embargo, comercialmente importantes son Juliaca, Huancané y Azángaro. Al interior de las comunidades existen vías carrozables los que en las épocas de lluvia se vuelven inaccesibles, los que limitan el transporte, comercialización de sus productos y el acceso a mejores oportunidades de mercado:

- Vía aérea Lima – Juliaca de una hora y 30 minutos de duración aproximadamente.

- El acceso por vía terrestre a la zona del proyecto y desde la capital peruana, se realiza siguiendo las rutas siguientes:
- Lima – Arequipa – Juliaca – Azángaro.
- Lima – Arequipa – Cusco – Azángaro.
- Lima – Nazca – Ayacucho – Abancay – Cusco – Azángaro.
- Lima – Huancayo – Ayacucho – Abancay – Cuzco - Azángaro.
- De las rutas mencionadas, las dos primeras son las rutas naturales por las cuales se tiene un acceso directo y por ende más rápido.
- Las otras dos rutas mencionadas se utilizarán como alternativas de acceso
- Las vías Principales como la Panamericana Sur, están asfaltadas en su totalidad, las otras vías están parcialmente asfaltadas; también existen las vías que son afirmadas, que se encuentran en aceptable estado de conservación; Sin embargo, estas sufren de deterioros y destrozos generalmente en época de lluvias y nevadas, los cuales interrumpen el tránsito vehicular.
- Adicionalmente se puede tener acceso parcial a la zona por vía aérea, cubriendo el tramo:
- Lima – Juliaca, con escala en la ciudad de Arequipa.
- A la zona del proyecto, el acceso se realiza por las carreteras afirmadas y son las siguientes: Juliaca – Saman – Arapa – Chupa y la carretera Azángaro – San Juan de Salinas – Chupa

**e) Actividad económica**

Los beneficiarios se dedican principalmente a la actividad ganadería, y la agricultura.

El mapa de pobreza, formulado por la UNICEF y FONCODES en base a los indicadores de calidad de vida para el año 1994, muestra que la provincia de Azángaro corresponde a niveles de pobreza.

El distrito que está involucrado en el área de influencia del proyecto como el caso de Chupa está considerado como de extrema pobreza.

Las actividades más sobresalientes en la zona del proyecto son las que a continuación se describen.

- Sector Agropecuario
- Sector Ganadero
- Sector Turismo
- Sector Industria y Comercio
- Educación
- Salud

### **3.2. Población**

Para elaboración la tesis, se efectuó coordinaciones y acopio de información en los principales grupos de interés relacionados con la tesis, entre ellos:

- Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas.
- Electro Puno S.A.A.
- Instituto Geográfico Nacional – IGN.
- Instituto Geológico Minero y Metalúrgico – INGEMMET.
- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología – SENAMHI.
- Autoridades Locales.
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2001.
- Normas para la electrificación rural de la DGE/MEM vigentes.

### **3.3. Muestra**

Para la muestra se realizó el acopio de información en los principales grupos de interés relacionados con la tesis, los mismo mencionados en la sección 3.2. (Población).

### **3.4. Método de investigación**

Generar energía eléctrica en forma confiable para la demanda de 01 localidad del distrito

de la Chupa, de la provincia Azángaro y departamento de Puno, mediante la ejecución de un Sistema de Generación Fotovoltaica (SGFV) ubicado en el patio fotovoltaico para generar la energía requerida por la población.

Almacenar energía en bancos de batería para su uso cuando la potencia de generación no sea suficiente o en horas de la noche.

Contar con un sistema de respaldo que garantice la operación continua de energía, este sistema operará sólo ante condiciones adversas de clima o ante incrementos de demanda atípicos. El sistema de respaldo está compuesto por el grupo electrógeno de 250 kW existente.

- Central de Generación Fotovoltaica: De 274,56 kWp de potencia, con los siguientes componentes principales: un Arreglo o Matriz Fotovoltaica de 1056 Módulos Fotovoltaicos de 260 Wp; 11 inversores de red trifásicos de 25 kW cada uno (MINEM-Suministros, 2011)(Á. Escobar et al., 2010)(ELECTRICIDAD, 2014) y (Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).
- Inversores Bidireccionales y Bancos de Batería: 192kW de potencia en 10 grupos de 3 inversores bidireccionales cada uno; cada grupo de inversores contará con 72 baterías de Litio Fierro Fosfato (LiFePO<sub>4</sub>) logrando una capacidad total de almacenamiento de 1.08MWh(MINEM-Suministros, 2011)(Á. Escobar et al., 2010)(ELECTRICIDAD, 2014) y (Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007)
- Centro de Distribución y Transformación: se instalará un Centro de Distribución y Transformación para el acoplamiento del sistema de inversores bidireccionales y el grupo electrógeno existente(MINEM-Suministros, 2011); ( Escobar et al., 2010); (ELECTRICIDAD, 2014); (Ministerio de Energía y Minas (Perú); Dirección General de Electricidad, 2007).
- Transformador Elevador de Aislamiento de 300kVA: se instalará un transformador de 300kVA de 0.38/22.9 kV para la conexión del patio de generación a la Red Primaria (MINEM-Suministros, 2011); ( Escobar et al., 2010); (ELECTRICIDAD, 2014); (Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

- Transformador Elevador de Aislamiento de 225kVA: se instalará un transformador de 225kVA de 0.38/22.9 kV para la conexión del Centro de Distribución y Transformación a la Red Primaria. (MINEM-Suministros, 2011)( Escobar et al., 2010); (ELECTRICIDAD, 2014)(Ministerio de Energía y Minas (Perú); Dirección General de Electricidad, 2007).
- El proyecto comprende el mantenimiento y puesta en servicio del grupo electrógeno de 250 kW existente en el puerto principal de la Isla Amantaní a fin de suministrar energía eléctrica durante las horas punta de máxima demanda y posibilitar la carga de las baterías en caso de contingencias. (MINEM-Suministros, 2011); (Escobar et al., 2010); (ELECTRICIDAD, 2014); (Ministerio de Energía y Minas (Perú); Dirección General de Electricidad, 2007).

### **3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos**

#### **a) Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa-Azángaro - Puno**

La constante interrupción en el distrito de Chupa y la falta de atención y mantenimiento a las líneas primarias, genera malestar en los pobladores y las autoridades de la localidad han solicitado en reiteradas oportunidades a la Empresa Concesionaria Electro Puno mejorar el servicio y la calidad de energía, debido a que se quedan sin energía eléctrica por varios días incluso llegando a la semana sin servicio de energía, por lo tanto, se busca mejorar el servicio de energía eléctrica con otras fuentes de energía limpia y renovable.

El interés en el uso técnico de las energías renovables, especialmente de la energía solar, comenzó en el Perú, como en muchos otros países, en los años setenta del siglo pasado, como consecuencia de la llamada crisis de petróleo. Se trabajó en diferentes instituciones del país (mayormente en universidades) en capacitación y desarrollo tecnológico, especialmente en bombeo de agua con molinos de viento, calentadores solares de agua y secadores solares de productos agrícolas. Estas experiencias fueron puntualmente exitosas, por ejemplo, la tecnología de los calentadores solares de agua, hoy bien asentada en Arequipa, fue originalmente desarrollada por el ex - ITINTEC, y, los secadores solares artesanales de maíz usados hoy en el Valle Sagrada del Urubamba fueron desarrollados y diseminados por un proyecto de la Universidad



Nacional de Ingeniería con la cooperación alemana.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 4.1. Sistemas de generación fotovoltaica (SGFV)

Comprende los siguientes puntos:

- Suministro y montaje del Sistema de generación fotovoltaica en un solo patio de generación
- Suministro y montaje de un Sistema de Inversores Bidireccionales de Baterías
- Suministro y montaje del Centro de Distribución y Transferencia
- Suministro y montaje de Transformadores de Potencia uno de 300kVA para el patio de generación y otro de 225 kVA para el Sistema de Inversores Bidireccionales de Baterías
- Mantenimiento y puesta en marcha del Sistema de Generación Térmica mediante el grupo electrógeno existente de 250 kW.

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007)

##### 4.1.1. Sistema de Generación Fotovoltaico SGFV

Cubre la demanda de energía de los abonados ubicados en la capital del Distrito de Chupa. Tendrá una capacidad instalada de 274.56 kWp, con capacidad de transformación dc/ac de 275 kW. Este sistema contendrá los siguientes componentes principales:

- Conformado por la agrupación de 11 inversores de red con capacidad de transformación dc/ac de 25kW nominales
- Cada inversor cuenta con dos arreglos de módulos conformado por 3 cadenas (String), cada una de las cuales tiene 16 módulos de 260Wp conectados en serie
- Sistema de Protección externa e interna (integral) contra rayos y sobretensiones Clase III. Protección externa para toda la infraestructura de los SGFV, diseñada para evitar las descargas directas de corrientes de rayos de 10 a 100 kA, equipada con captadores tipo puntas Franklin adecuadamente instalados y conductores derivadores de Cobre duro de 50 mm<sup>2</sup> para transporte de la corriente del rayo al sistema equipotencial de puesta a tierra. Protección interna para reducir el daño de los materiales y equipos debido a las sobretensiones causadas por la variación de los campos electromagnéticos por el accionar de la protección externa ante las descargas directas en las instalaciones, las descargas no directas por la llegada de las sobretensiones tipo rayo a través de las líneas aéreas o el impacto de rayos en la vecindad de los SGFV; por lo cual, además de la protección propia del Sistema de Gestión, se considera el equipamiento de descargadores de sobretensión por corriente de rayo Tipo 1 o de Protección Basta, con capacidades mínimas de derivación de 50 kA - 10/350 us y 25 kA - 8/20 us; asimismo, considera que los conductores colectores del campo fotovoltaico hacia los módulos de gestión serán bipolares apantallados del tipo NYSY de 16 mm<sup>2</sup> de sección.
- Sistema de Puesta a Tierra: Diseñado y construido bajo el principio de la equipotencialidad para toda la instalación, mediante la unión directa a la malla profunda de puesta tierra de todos los sistemas metálicos y la unión directa de los conductores activos a través los descargadores de sobretensión por corriente de rayo. La malla profunda de puesta a tierra tendrá un valor máximo de resistencia de puesta equivalente a 10 Ohm, construida con conductores de Cobre Duro de 35 mm<sup>2</sup>, con uniones mediante soldadura exotérmica y con pozos de puesta a tierra equipados con electrodos verticales de 16 mm de diámetro y 2,40 m de longitud y con cajas de registros.

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

#### 4.2. Sistemas de inversores bidireccionales de batería

El proyecto comprende el diseño, construcción y puesta en servicio de un Sistema de Inversores Bidireccionales de Batería que permiten almacenar energía en los bancos de batería o retirar energía dependiendo del comportamiento de la generación y consumo de la demanda eléctrica. Este sistema tiene los siguientes componentes principales:

- 10 grupos de inversores, cada uno de los cuales está conformado por 3 inversores bidireccionales de 6.4kW conectados formando un sistema trifásico con capacidad de soportar una potencia de 192kW durante una hora.
- Cada grupo de inversores contará con un banco de baterías conformado por 72 baterías de Litio Fierro Fosfato (LiFePO<sub>4</sub>) conectadas en paralelo.
- La conexión de grupos de inversores se realizará en un bus AC por lo que cada grupo de inversores ira conectado al Centro de Distribución y Transferencia.

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

#### 4.3. Centro de distribución y transferencia

Permite el acoplamiento de la fuente de generación (Térmica) con el sistema de almacenamiento (Inversores bidireccionales) para la sincronización de entrada y salida del grupo electrógeno.

#### 4.4. Transformador elevador

Para permitir la conexión tanto de los Sistemas de Generación como el Centro de Distribución y Transferencia se contará con Transformadores de Potencia con las siguientes características:

- Para el patio de Generación Fotovoltaica, Un Transformador de Aislamiento Elevador de Potencia de 300 kVA 0,38/22,9 kV, YNd5. Con llegada subterránea mediante cables para baja tensión tipo N2XY de 240 mm<sup>2</sup> unipolares y salida subterránea para cables unipolares tipo N2XSY en 18/30 kV de 25 mm<sup>2</sup> con sus respectivos terminales unipolares
- Para el Sistema de Inversores Bidireccionales de Baterías, Un Transformador de

Aislamiento Elevador de Potencia de 300 kVA 0,38/22,9 kV, YNd5. con llegada subterránea mediante cables para baja tensión tipo N2XY de 240 mm<sup>2</sup> unipolares y salida subterránea para cables unipolares tipo N2XSY en 18/30 kV de 25 mm<sup>2</sup> con sus respectivos terminales unipolares

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

#### **4.5. Sistema de generación térmica**

El proyecto comprende el mantenimiento y puesta en servicio del grupo electrógeno de 250 kW existente en el Distrito de Chupa a fin de actuar como respaldo ante la falta de energía debido a condiciones climáticas desfavorables continuadas o en el caso de incrementos atípicos de la demanda.

Las actividades de mantenimiento correctivo fueron identificadas en sitio por el personal técnico especializado de Ferreyros - Puno, contratado como parte del presente estudio y son las siguientes, (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

##### **a) Grupo electrógeno**

- Sistema de Lubricación: Cambio de filtros y de aceite.
- Sistema de Combustible: Cambio de filtros racord
- Sistema de Admisión y Escape: Cambio de filtros de aire; cambio del indicador de servicio; verificación y calibración de válvulas
- Sistema de Refrigeración: Cambio del refrigerante de agua de camisas; lubricación del ventilador de radiador; cambio de termostatos
- Sistema de Generación: Mantenimiento total del generador (lavado, estufado, megado y reencitado de las conexiones)
- Sistemas Auxiliares: Revisión y puesta en operación de los sistemas auxiliares como calentador de agua de camisas y deshumedecedor.

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

## b) Componentes adicionales

- Compresor de aire Ingersoll-Rand: Mantenimiento preventivo y correctivo del motor de combustión marca KHOLER. Reemplazo de 02 baterías
- Tanque de combustible: Limpieza integral del tanque de combustible; Cambio de sensores de nivel.
- Cargador de baterías: Reparación y puesta en servicio
- Tablero de Servicios Auxiliares: Revisión y puesta en servicio
- Tablero de Control: Revisión y puesta en servicio de interruptor de arranque, alarmas, reles y otros.
- Transformador: Limpieza, siliconado y megado.

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

## 4.6. Alcances de redes primarias

El proyecto comprende el diseño de 5,59 km de Redes Primarias Aéreas trifásicas con neutro rígidamente puesta a tierra para suministrar energía a las redes de las subestaciones proyectadas y un tramo de 0,21 km de redes primarias en 22,9kV trifásicas con el neutro rígidamente puesta a tierra para interconectar el sistema de Generación con las Redes primarias proyectadas.

Está conformado por la implementación de las siguientes instalaciones eléctricas.

(MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

### a) Redes primarias proyectadas

La red primaria proyectada en sistema 22,9 kV-3 $\emptyset$ , que comprenden desde la central térmica existente hasta las subestaciones de distribución, en una longitud de 5,59 km. Cuyas redes primarias aéreas proyectadas tendrán las siguientes características principales:

Sistema	: 22,9 kV
Tensión máxima	: 25 kV
Conductor de fase	: Aleación de Aluminio de 35 mm <sup>2</sup>
Estructuras	: Postes de C.A.C. de 12/300 y 12/200

La relación de tramos de líneas primarias se presenta en el Tabla 10:

Tabla 11

*Relación de Tramos de Redes Primarias.*

N°	Redes Primarias	Longitud (km)
1	Red Primaria Chupa 3Ø 22,9 kV- 3x35AAAC	5,59
2	Conexión Sistema de Generación a Red Primaria Chupa 3Ø 22,9 kV- 3x35AAAC	0,21
	Total	5,80

#### 4.7. Subestaciones de distribución

Las subestaciones de distribución serán; con transformadores de distribución de 40 kVA/380-220 V-3Ø, 50 kVA/380-220 V -3Ø y 75 kVA/380-220 V -3Ø de potencia, según la magnitud de las cargas eléctricas de cada localidad, el detalle se muestra en el Cuadro N° 06.

En el replanteo se debe tener en cuenta que la ubicación de la subestación de distribución deberá cumplir con las distancias mínimas de seguridad estipuladas por el Código Nacional de Suministro 2011 (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

Los tableros de distribución serán los adecuados y de acuerdo a la configuración y potencia de cada subestación (considerando la sobrecarga permisible), llevará dos contadores de energía (totalizador y para AP), los circuitos para servicio particular y alumbrado público será con interruptores termomagnético (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú).

Dirección General de Electricidad, 2007), el control del alumbrado público será con interruptor horario. El equipamiento de los tableros es el siguiente:

Tabla 12

*Equipamiento de Tableros.*

Transformador	Interruptor Termomagnético (A)				Contacto r A	Medidor de Energía 5(10) A	Fusible Expulsión 1 A, k
	C-1	C-2	C-2	AP			
75kVA-1Ø	3x50	3x50	3x50	1x20	2x30 A		
		-	-				

- Los valores máximos de la resistencia de puesta tierra en las subestaciones de distribución deberán ser los siguientes:
- En subestaciones Trifásicas conectadas entre fases no será mayor de 25 Ohm.
- Para la medición de la resistencia de PAT no se considera la conexión del neutro de las Redes Secundarias (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).
- Las subestaciones de distribución serán trifásicas y los transformadores tendrán la relación de transformación tal como se muestra en la siguiente (Tabla 12).

Tabla 13

*Relación de Transformadores por Localidad.*

N°	Subestación	Localidades a atender	Transformador 3Ø-22,9/0,46-0,23 kV 75 kVA	Conductor mm <sup>2</sup>
1	SS.EE N°01	Barrio Túpac Amaru.	1	35
2	SS.EE N°02	Barrio Unión Chipinta y Mini-Hospital	1	35
3	SS.EE N°03	Barrio Alto San Martín.	1	35

4	SS.EE N°04	Municipalidad, Plaza de armas y barrio Porvenir	1	35
5	SS.EE N°05	Barrio Porvenir.	1	35
Total			5	

#### 4.8. Alcances de redes de servicio particular y alumbrado público

La investigación beneficiará a 01 localidad, con una población beneficiada de 4068 habitantes, con 1029 viviendas y 15 lotes para cargas especiales (1044 conexiones en baja tensión).

##### 4.8.1. Localidades beneficiadas

La relación de localidades beneficiadas se presenta en la (Tabla 13).

Tabla 14

*Relación de Barrios Beneficiados.*

Ítem	Localidades	Estudio Definitivo		
		Abonados Domésticos	CE	Total
1	Barrio Túpac Amaru.I	241	4	245
2	Barrio Unión Chipinta y Mini-Hospital	226	3	229
3	Barrio Alto San Martín.	165	2	167
4	Municipalidad, Plaza de armas y barrio Porvenir	131	2	133
5	Barrio Porvenir.	145	2	147
6	Barrio Túpac Amaru II.	121	2	123
Total		1029	15	1044

##### 4.8.2. De las redes de servicio particular y alumbrado público

El proyecto comprende la ejecución de obras de redes secundarias para 06 Barrios con 05 transformadores en MT y tendrán suministro monofásico.

Las redes de servicio particular tendrán las siguientes características:

Tensión entre fases : 380 V

Tensión fase - neutro	:	220 V
Sistema	:	Trifásico con neutro corrido.
Conductores	:	Tipo Autoportante de Aluminio Aislado.
Neutro Portante	:	De aleación de aluminio, desnudo, función mecánica y eléctrica.
Estructuras	:	8/200 y 8/300 m

#### 4.9. Conexiones domiciliarias

El proyecto comprende la ejecución del suministro para 1042 conexiones domiciliarias, estas, serán aéreas, con conductor concéntrico de cobre electrolítico, con aislamiento a prueba de intemperie, para una tensión nominal de 600 V y sección de  $2 \times 4 \text{ mm}^2$ .

Todos los lotes tendrán medidor de energía instalado en una caja porta medidor y material accesorio de conexión y soporte del cable de acometida (MINEM-Suministros, 2011; Escobar et al., 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

#### 4.10. Resumen del estudio de mercado eléctrico

El estudio de mercado eléctrico tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de la localidad perteneciente al proyecto “Planta Fotovoltaica Conectada A Una Micro Red De Baja Tensión En El Distrito De Chupa-Azángaro-Puno” que permitirá definir la calificación eléctrica y el dimensionamiento de las redes secundarias, redes primarias y líneas primarias para un horizonte de 20 años.

Teniendo en consideración las características propias de la localidad respecto a la ubicación geográfica, forma de vida, densidad y crecimiento poblacional, actividades socioeconómicas, a su infraestructura existente y proyectado, sus recursos naturales, su demanda para fines productivos artesanales, proyectos de desarrollo, etc.; se realiza la evaluación específica de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía y potencia para su posterior electrificación (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

La estimación de la máxima demanda de potencia y de energía eléctrica en el área de estudio, se realizó identificando en forma previa la localidad: su nombre, categoría

política, ubicación, población y número de viviendas; así como los diferentes tipos de cargas especiales.

Considera las características geográficas, demográficas y socioeconómicas de la localidad identificada en el área del proyecto y en su entorno, las cuales permitieron priorizarlas y clasificarlas en un solo tipo de localidad (Tipo 2).

El análisis se realiza definiendo el Consumo Unitario de energía para cada tipo de carga, por sectores: doméstico, comercial, industrial, uso general, etc.

Para el análisis se efectuó la clasificación de la localidad en tipo II. La proyección de la máxima demanda se realiza año por año, en base a factores de carga adecuados y coeficientes de electrificación en concordancia con los planos de ubicaciones de las viviendas y los radios de acción de los transformadores de distribución con el grado de dispersión de las viviendas y las condiciones socioeconómicas de la zona del proyecto (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

Para el estudio de la demanda se asume las siguientes premisas:

- El suministro de energía será continuo y confiable, sin restricciones de orden técnico (calidad de servicio) y con óptimos niveles de tensión (calidad de producto), y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de la localidad.
- En el análisis se consideran la localidad ubicada en el área de influencia del proyecto, cuya determinación se efectuó previo reconocimiento y evaluación de la zona geográfica.
- Se realiza la proyección de la demanda de potencia y energía para la localidad del proyecto y como la localidad cuenta con servicio eléctrico, solo se proyecta la demanda de potencia.
- El análisis y definición del sistema eléctrico considera las cargas existentes, en proyecto y de futuras etapas.

#### **4.10.1. Fuentes de información**

Para la formulación de la demanda se ha recurrido a fuentes de información confiable relacionadas con el proyecto, entre las cuales tenemos:

- Datos de socioeconómicos y demográficos recopilados mediante coordinaciones, aplicación de encuestas y entrevistas.
- Información histórica del consumo de energía y potencia de la localidad del proyecto proporcionado el Osinergmin Empresa Concesionaria de Distribución.
- Información de carácter demográfico, económico y productiva emitida por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).
- Guía para la Evaluación Económica de Proyectos de Electrificación de localidades Aisladas Rurales desarrollado por NRECA.
- Información socioeconómica del área del proyecto obtenida del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).
- Estudios de demanda.

#### **4.10.2. Metodología**

La metodología empleada es una adaptación de la que en su oportunidad desarrollara la empresa Montreal Engineering (Overseas) Limited para la determinación del pronóstico de mercado eléctrico de pequeños centros poblados, Adaptación que se sustenta en una mayor disponibilidad de información primaria y secundaria de las condiciones geográficas, demográficas y socioeconómicas de las localidades comprendidas. La metodología considera el pronóstico de los siguientes rubros:

- Pronóstico de la población.
- Pronóstico del número de viviendas.
- Pronóstico del número de abonados domésticos.
- Pronóstico del número de abonados comerciales.
- Pronóstico del número de abonados del sector uso general.
- Pronóstico del número de abonados del sector pequeña industria, cargas especiales y uso productivo.
- Pronóstico de los consumos unitario y neto de energía en el sector doméstico.
- Pronóstico del consumo neto de energía en el sector comercial.

- Pronóstico del consumo neto de energía en el sector de uso general.
- Pronóstico del consumo neto de energía en el sector pequeña industria, cargas especiales y uso productivo.
- Pronóstico del consumo neto de energía en el sector alumbrado público.
- Pronóstico del consumo neto total.
- Pronóstico de pérdidas de energía.
- Pronóstico de consumo bruto total.
- Pronóstico de la máxima demanda y la calificación eléctrica doméstica.

Los requerimientos de potencia y energía en toda el área de influencia del proyecto, se ha determinado para un horizonte de planeamiento de 20 años, tomando como año cero el 2017.

Además, el crecimiento del consumo de energía de la población está íntimamente vinculado con el número de abonados y su actividad económica, por consiguiente, puede mejorar los niveles de ingreso, y que se traduce en un crecimiento per cápita del consumo de energía eléctrica.

Todos los ítems anteriormente descritos se ven con mayor detenimiento en el Volumen IV Cálculos Justificativos de Líneas y Redes Primarias Anexo N°02 Mercado Eléctrico.

#### **4.10.3. Determinación de la tasa de crecimiento poblacional**

En principio, se procura utilizar la tasa intercensal a nivel de localidades calculada con la población disponible de los Censos INEI efectuados en los años 1981, 1993 y 2007, presentándose el inconveniente que solamente algunas localidades cuentan con información suficiente para la determinación de la mencionada tasa, la que en la mayoría de casos presenta valores negativos que impide proyectar un crecimiento poblacional de los poblados.

Por lo indicado, en base a la misma información INEI, se calcula las tasas intercensales de los distritos y provincias en los que se ubica el proyecto, las cuales determinan los límites de las tasas de crecimiento poblacional que servirán de base

para la formulación de los criterios de selección de la Trec a considerar en cada tipo de localidad. Tasas y límites que se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 15

*Número de Habitantes y Tasa de Crecimiento Poblacional.*

Región	Provincia	Distrito	Población						Tasa de Crecimiento (Periodo)					
			Censo 1981		Censo 1993		Censo 2007		1981 - 1993		1993 - 2017		Tasa Promedio	
			Distrito	Provincia	Distrito	Provincia	Distrito	Provincia	Distrito	Provincia	Distrito	Provincia	Distrito	Provincia
Puno	Azángaro	Chupa	10703	115999	15238	138998	13746	136829	2.96%	1.52%	-0.73%	-0.11%	1.11%	0.70%

Tabla 16

*Límites de Tasas de Crecimiento*

Distrito	TC Min	TC Max	TC Asumida
Chupa	0.70%	1.11%	1.00%

Los criterios para selección de la Trec que será aplicado para el pronóstico de la demanda de cada una de las localidades es el siguiente:

- Los criterios son los mismos para los dos tipos de localidades.
- Si la tasa intercensal de la localidad, distrito o provincia es negativa o menor o igual a 1,00%, se asume Trec = 1,00 %.
- Si no se dispone de información INEI para determinar la Trec, se asume la tasa de crecimiento promedio (TC Prom) del cuadro de Límites de Tasas de Crecimiento.
- Si se dispone de información INEI para determinar la Trec, se asume el valor calculado siempre que esta se encuentre entre los límites mínimo (TC min) y máximo (TC max) del cuadro de Límites de Tasas de Crecimiento. Si el valor calculado es mayor al Tc max, se asume este valor máximo como tasa de crecimiento.

#### 4.10.4. Consumo unitario doméstico en localidades similares con servicio eléctrico

Se han obtenido los consumos unitarios domésticos (CUD) de energía de la localidad que forman parte del presente proyecto.

De la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Osinergmin, se ha obtenido los siguientes datos históricos de consumo de energía mensual de los años 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011 de la localidad con servicio eléctrico (MINEM-Suministros, 2011; Escobar et al., 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

Un primer grupo de datos se obtiene de la totalización de ventas de energía a nivel de centros poblados del distrito de Arapa, para la cuantificación del Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE) de los usuarios que cuentan con servicio eléctrico en el distrito comprendido en el área del proyecto y, un segundo grupo de datos de energía a nivel de centros poblados del distrito de San Juan de Salinas. Esto datos son los siguientes (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

El proceso de datos considera a los usuarios residenciales de la opción tarifaria BT5B, y cuyos consumos de energía residenciales se encuentra entre 0 y 30 kWh-mes (Tarifa 14) y entre 31 y 100 kWh-mes (Tarifa 15), puesto que las características socioeconómicas de estos usuarios son a las de los que se pretende beneficiar con el proyecto (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).



#### 4.10.5. Crecimiento del consumo unitario

##### a) Determinación de la Tasa de Crecimiento del Consumo de Energía

La metodología empleada para la determinación de los consumos unitarios de energía doméstica en la localidad del proyecto consiste en la determinación de la función potencial de la tendencia de crecimiento de los consumos unitarios en base a la información estadística más adecuada de los CUD del grupo de poblados seleccionados, (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007), cuyo procedimiento se describe a continuación:

- Para aquellos CUD con tasas de crecimiento anual negativa o menor a 1.00%, se asume una tasa mínima de 1.00% anual.
- Mediante la técnica de análisis de los mínimos cuadrados, se determina la función potencial ( $y=a*x^b$ ) que mejor se ajuste a los datos estadísticos existentes, con la cual se tiene el CUD del primer año del horizonte de evaluación (año 1=2016;  $x=9$ ) y calcula el CUD del último año del horizonte de evaluación (año 20=2035;  $x=29$ ).

Tabla 20

*CUD final (kWh-mes/abonado).*

	Histórico					Proyectado			Año 0	Año 1	Año 20
año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	30
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2035
C.U.D Promedio	13,88	15,40	15,55	16,04	14,98	20,88	21,53	22,11	22,64	23,12	28,76

##### b) Definida la tendencia del CUD por cada tipo de localidad

Se multiplica por el pronóstico del número de abonados domésticos para obtener el pronóstico del consumo neto de energía en el sector doméstico.

#### 4.11. Demanda del proyecto

##### a) Proyección de la Máxima Demanda de Potencia

La máxima demanda se calcula en función del consumo bruto total y una estimación del factor de carga (número de horas equivalentes de máxima demanda), basado en la duración de la prestación diaria del servicio de electricidad.

Donde : 
$$MD = \frac{CBTE}{(HEMDA)}$$

CBTE : Consumo bruto total de energía en el año “n” en KWh-año

HEMDA : Horas equivalentes de máxima demanda anual en el Año “n”

Fc : Factor de carga diario

Debido a la dificultad para obtener y aislar valores de factores de carga adecuado a las características del poblado que se pretenden electrificar (SER en sus últimas etapas):

- No existe una variación significativa entre los valores de factor de carga de las localidades que conforman los Sistemas Eléctricos Rurales, por lo que es posible efectuar una adecuada estimación de la máxima demanda en base valores de factor de carga dentro de un rango de variación razonable (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).
- El rango de los valores máximos de los factores de carga no será mayor al Factor de Carga (fc) u Horas Equivalentes de Máxima Demanda Anual (HEMD) considerado en el perfil de carga con el que mediante Resolución del Consejo Directivo del Osinergmin N° 295-2009-OS/C se fijó los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), que se resume a continuación:

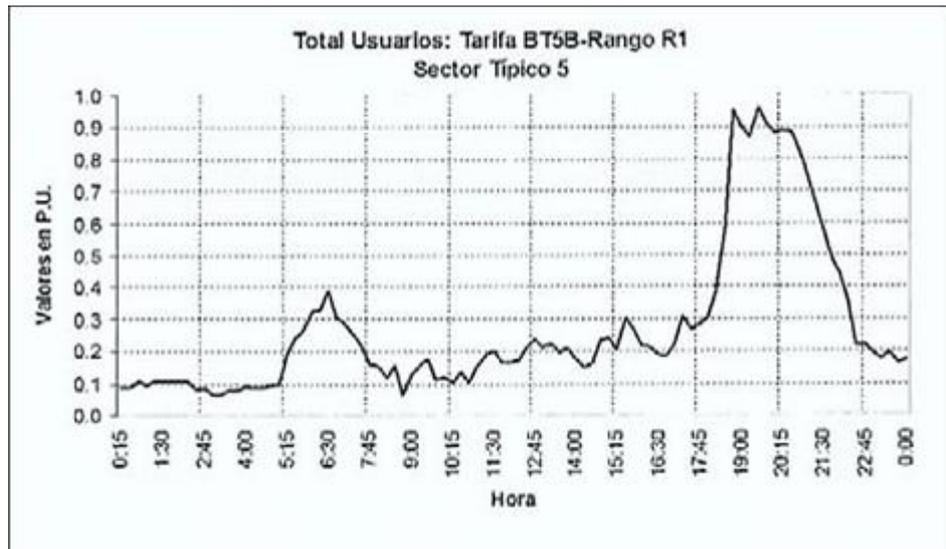


Figura 33. Factor de Carga SER.

Fuente: Estudio de Caracterización de carga SER elaborado por Servitech Ingenieros para el OSINERGMIN.

Tabla 21

*Factor de Carga SER.*

Tipo	Factor de Carga	HEMD (horas)
Sistemas Eléctricos	0.289	2 532
Rurales		

Se considera un mínimo de 1 800 Horas Equivalentes de Máxima Demanda ( $f_c = 0,205$ ) conforme lo asumido por la Montreal Engineering (Overseas) Limited en la metodología de estimación de demanda para pequeños centros poblados, con incrementos lineales según las condiciones socioeconómicas de los poblados.

Considerando lo indicado anteriormente el proyecto asume los valores de factor de carga y HEMD anual que se resume en la (Tabla 21).

Tabla 22

*Factores de Carga.*

Factor de Carga	Inicial		Final		INCREM. HEMD	
	Tipo 1	Tipo 2 (*)	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2
Alumbrado Público	0,500	0,500	0,500	0,500		
Cargas Domésticas	0,205	0,217	0,238	0,238	10	10
Cargas Comerciales	0,227	0,239	0,270	0,272	15	15
Energía Total	0,216	0,228	0,259	0,260	15	15

Con el factor de carga total, el incremento de las HEMD totales y el consumo bruto de energía total se obtiene el pronóstico de máxima demanda que se resume en la siguiente tabla:

Tabla 23

*Resumen de la Proyección de la Máxima Demanda.*

Descripción	2 017	2 021	2 026	2 031	2 036
Potencia (kW)	157	177	191	199	207

#### 4.12. Determinación de la calificación eléctrica

La calificación eléctrica se obtiene de la relación entre la máxima demanda de potencia y el número de abonados domésticos (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

##### a) Cargas domésticas:

Se considera una calificación eléctrica de **300 W/lote** con 0,5 de factor de simultaneidad para las localidades **Tipo 2** (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

**b) Cargas de uso general:**

Se consideran las siguientes calificaciones con 1,00 de factor de simultaneidad para las localidades Tipo 1 y 2, de las cuales solo existe el segundo tipo:

Tabla 24

*Calificación Eléctrica para Cargas de Uso General.*

Carga	Calificación Eléctrica (W)	
	Loc. Tipo 1	Loc. Tipo 2
Mini Hospital	1000	800
Colegio	800	600
Municipio/Gobernación	800	800
Local Comunal	600	500
Escuela Primaria	500	400
Iglesia	500	400
Capilla	400	400
PRONOEI	400	400
Comedor popular	400	400
Club de madres	400	400
Teléfono o TV	400	400
Municipal		

**c) Alumbrado público**

Se considera el uso de lámpara de vapor de sodio de 50 W con pérdidas en los equipos auxiliares de 10,0 W (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

**d) Factor de Simultaneidad**

El factor de simultaneidad considerado para la zona del proyecto es 1,00, debido a las características del desarrollo similares de sus actividades diarias en las localidades del área del proyecto (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General

de Electricidad, 2007).

#### **4.13. Análisis de la oferta y demanda**

##### **a) Oferta del sistema eléctrico**

El suministro de energía eléctrica será proporcionado Un sistema de Inversores Bidireccionales de Batería con una potencia de 192kW a 380 Vac y 60Hz.

Se han realizado los cálculos de flujo de potencia para garantizar la oferta de energía en el horizonte del proyecto (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007).

##### **b) Balance Oferta-Demanda**

El balance de Oferta/Demanda determina si la oferta Proyectada cubrirá la demanda proyectada para el proyecto “Planta Fotovoltaica Conectada A Una Micro Red De Baja Tensión En El Distrito De Chupa-Azángaro-Puno”.

Tabla 25

*Balance Oferta Demanda del Sistema Eléctrico.*

PROYECTO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
<b>Demanda</b>																					
Electrificación del distrito de chupa	97	102	105	108	109	111	113	115	116	117	119	120	121	122	123	124	125	127	128	128	128
<b>Sector este</b>																					
Total demanda (Kw)	97	102	105	108	109	111	113	115	116	117	119	120	121	122	123	124	125	127	128	128	128
<b>Total demanda</b>	<b>97</b>	<b>102</b>	<b>105</b>	<b>108</b>	<b>109</b>	<b>111</b>	<b>113</b>	<b>115</b>	<b>116</b>	<b>117</b>	<b>119</b>	<b>120</b>	<b>121</b>	<b>122</b>	<b>123</b>	<b>124</b>	<b>125</b>	<b>127</b>	<b>128</b>	<b>128</b>	<b>128</b>
<b>Oferta</b>																					
Central de Generación Solar Oeste Nominal 110Kw	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
<b>Sobrecarga Temporal</b>	<b>0</b>																				
<b>Oferta real</b>	<b>130</b>																				
<b>Demanda</b>																					
electrificación del distrito de chupa	60	63	65	67	68	69	70	71	72	73	73	74	75	75	76	77	77	78	79	79	79
<b>Sector oeste</b>																					
Total demanda (Kw)	60	63	65	67	68	69	70	71	72	73	73	74	75	75	76	77	77	78	79	79	79
<b>Total demanda</b>	<b>60</b>	<b>63</b>	<b>65</b>	<b>67</b>	<b>68</b>	<b>69</b>	<b>70</b>	<b>71</b>	<b>72</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>74</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>76</b>	<b>77</b>	<b>77</b>	<b>78</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>79</b>
<b>Oferta</b>																					
Central de Generación Solar Oeste Nominal 110Kw	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
<b>Sobrecarga Temporal</b>	<b>0</b>																				
<b>Oferta real</b>	<b>80</b>																				
<b>Demanda Total (KW)</b>	<b>157</b>	<b>165</b>	<b>170</b>	<b>175</b>	<b>177</b>	<b>180</b>	<b>183</b>	<b>186</b>	<b>188</b>	<b>190</b>	<b>192</b>	<b>194</b>	<b>196</b>	<b>197</b>	<b>199</b>	<b>201</b>	<b>202</b>	<b>205</b>	<b>207</b>	<b>207</b>	<b>207</b>
<b>Oferta Total (KW)</b>	<b>210</b>																				



Balance oferta 53 45 40 36 33 30 27 25 22 20 18 16 14 12 11 9 7 5 4 3

Demanda total (KW)

#### 4.14. Descripción del sistema fotovoltaico

El proyecto considera un sistema híbrido de acoplamiento en AC, esto quiere decir que se usará la Red Primaria como elemento base para la conexión tanto del Sistema de Generación como el Sistema de Inversores Bidireccionales, Grupo Electrónico y Carga.

Otro de los aspectos importantes es la modularidad tanto del Sistema de Generación Fotovoltaica como el Sistema de Inversores Bidireccionales de Batería, esta característica permite flexibilidad en la operación ya que es posible realizar mantenimientos parciales sin afectar la totalidad de los sistemas; por otra parte se puede considerar una mayor confiabilidad de los sistemas ya que si existe una falla en parte del sistema sólo excluirá parte del sistema sin perjudicar el suministro de energía a la población (Cayetano, 2004; Romero, 2010).

En los siguientes puntos se detalla las características eléctricas de cada sistema.

##### 4.14.1. Sistema de generación fotovoltaica

Como se ha mencionado la generación será modular teniendo así arreglos de módulos conectados a inversores de red; el SGFV cuenta con 11 inversores cada uno de los cuales tiene las siguientes características de conexión eléctrica

1. Potencia nominal AC : 25 kW
2. Potencia nominal DC : 25.5 kW
3. Tensión de máxima potencia : 484,8 Vdc
4. Tensión de circuito abierto : 670,8 Vdc
5. Corriente de máxima potencia : 51,5 Adc
6. Sistema : trifásico con neutro a tierra
7. Tensión de salida AC : 380 Vac
8. Número inversores del patio : 11 unidades
9. Potencia nominal del patio : 250 Kw

#### 4.14.2. Sistema de inversores bidireccionales para baterías

Los inversores bidireccionales son los encargados de formar la red eléctrica es decir establecen los parámetros de tensión y frecuencia. Dado que la conexión en el bus AC es trifásico, los inversores bidireccionales forman la red con agrupaciones de tres. El Sistema de Inversores Bidireccionales para Batería en la Población de Chupa contará con 10 agrupaciones, cada agrupación de inversores bidireccionales tendrá las siguientes características de conexión eléctrica

1. Potencia AC durante 1 hora : 19.2 kW
2. Potencia AC durante ½ hora : 24 kW
3. Tensión nominal DC : 48 Vdc
4. Sistema : trifásico con neutro a tierra
5. Control de carga y descarga de baterías
6. Control automático de arranque y parada de grupo electrógeno
7. Número de grupos por sistema : 10
8. Potencia AC del sistema : 192 kW (1 hora)
9. Tensión salida del sistema : 380 Vac (3Ø)

El sistema de Inversores Bidireccionales cuenta con bancos de batería que almacenan o despachan energía en función del requerimiento de la demanda, generación fotovoltaica o generación térmica; cada agrupación de inversores bidireccionales contará con un banco de baterías, el cual tiene las siguientes características de conexión eléctrica.

1. Tensión nominal : 48 Vdc
2. Unidades en paralelo : 72 unidades
3. Capacidad de banco : 108 kWh
4. Tecnología : Litio Fierro Fosfato LiFePO4
5. Número de bancos del sistema : 10 Bancos

6. Capacidad total del sistema : 1,08 MWh

#### 4.14.3. Sistema de distribución y transferencia

Este sistema tiene la función de conexión al bus AC, contará con entradas para los sistemas de: Generación Térmica e Inversores Bidireccionales y cuenta con salida a la Red de Cargas. Las características de conexión eléctrica son:

1. Sistema : Trifásico con neutro a tierra
2. Tensión de conexión : 380 Vac
3. Frecuencia de conexión : 60 Hz

#### 4.14.4. Transformadores de potencia

Este sistema permite la conexión del bus AC de los sistemas descritos a la Red Primaria de la Capital de Distrito de Chupa.

Las características para el patio de generación son:

1. Sistema : Trifásico con neutro a tierra
2. Potencia de transformación : 300 kVA
3. Tensión de transformación : 0,38/22,9 kV

Las características para el Sistema de Inversores Bidireccionales son:

1. Sistema : Trifásico con neutro a tierra
2. Potencia de transformación : 225 kVA
3. Tensión de transformación : 0,38/22,9 Kv

#### 4.14.5. Sistema de generación térmica

El grupo existente funcionará sólo como respaldo de energía para lo que se realizará el mantenimiento respectivo y puesta en operación. Como condición de operación el grupo encenderá necesariamente una hora continua a la semana y adicionalmente cuando exista déficit de energía.

Las características del grupo existente son:

1. Sistema : Trifásico con neutro a tierra
2. Potencia de generación : 250 kW
3. Tensión de salida : 380 Vac

#### **4.15. Aspectos de diseño**

Para el diseño del proyecto se tendrá en cuenta los siguientes factores.

##### **4.15.1. Demanda de energía**

De acuerdo al estudio de demanda realizado en la etapa de perfil, se considera para el diseño la demanda de energía al año 20 del proyecto, resultando así un requerimiento global de 576 738 kWh/año.

##### **4.15.2. Demanda de máxima potencia**

De la misma forma la demanda de máxima potencia del sistema para el año 20 del proyecto es de 207 kW.

##### **4.15.3. Irradiación de la zona**

Se tomará en cuenta los parámetros de irradiancia de la ciudad de Juliaca, los cuales se muestran en la siguiente Tabla 26.

Tabla 26

*Datos de Irradiancia Horizontal.*

Mes	Irradiancia (kWh/m <sup>2</sup> )
Enero	189
Febrero	167
Marzo	174
Abril	174
Mayo	179
Junio	155
Julio	171
Agosto	186
Septiembre	195
Octubre	217
Noviembre	222
Diciembre	199

Fuente: Meteonorm 6.1.

#### 4.15.4. Modularidad de los sistemas

Se tendrá en cuenta que los sistemas tengan opción de ampliación a futuro, del mismo este modularidad servirá para intervenciones parciales permitiendo que no se corte el suministro de energía.

Para la modularidad se tendrá en cuenta que no se usará más de 1 modelo de equipo por sistema, esto para mejorar las condiciones de operación.

#### 4.15.5. Condiciones climáticas

Las condiciones climatológicas son características de la sierra peruana, con temperaturas máximas que bordean los 17 °C, con una precipitación promedio anual de 757.09 mm. La siguiente tabla muestra las temperaturas máximas y mínimas de un año.

Tabla 27

*Temperaturas en Puno.*

Mes	T° Máx	T° Mín
Enero	17	5
Febrero	17	5
Marzo	19	5
Abril	17	5
Mayo	17	4
Junio	16	4
Julio	16	2
Agosto	16	3
Septiembre	15	4
October	18	4
Noviembre	20	6
Diciembre	19	6

Fuente: Estación Arapa, SENAMHI 2017.

#### **4.15.6. Fijación de estructuras**

Para la fijación de estructuras de los módulos solares se tendrá en cuenta que serán orientados hacia el norte con una inclinación fija de 15° con respecto al plano horizontal. Las estructuras de soporte estarán diseñadas para soportar el peso de los módulos solares, inversor de red y una velocidad de viento máxima de 120 km/h.

#### **4.16. Descripción del proyecto de red primaria**

El Estudio Definitivo del Proyecto y labores de campo se ha desarrollado, en conformidad a las prescripciones de las Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad para Electrificación Rural y el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y normas Internacionales:

- Código Nacional de Electricidad Suministros 2011.
- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.

- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- RD-016-2003-EM/DGE: Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 017-2003-EM: Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales.
- RD-018-2003-EM/DGE: Bases para el Diseño de LP y R.P. para Electrificación Rural.
- RD 020-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural.
- RD-024-2003 EM/DGE: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 025-2003-EM: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Redes Secundarias para Electrificación Rural.
- RD-026-2003-EM/DGE: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 030-2003-EM: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.
- RD 031-2003-EM: Bases para el Diseño de Líneas y redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural.
- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Guía de Estudios de Impacto Ambiental para las Actividades Eléctricas.
- Adicionalmente se consulta las siguientes normas internacionales:
- NESC (National Electrical Safety Code).
- RUS (Rural Utilities Service).
- U.S. Bureau of Reclamation - Standard Design.
- VDE 210 (Verband Deutscher Electrotechniker).

- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).
- CIGRE (Conference International des Grands Resseaux Electriques).
- ANSI (American National Standard Institute).
- IEC (International Electrotecnical Comission).

#### 4.17. Selección de ruta

El planteamiento y selección de la ruta de las líneas y redes primarias se basó en el análisis de los siguientes criterios y normas de seguridad, enumerados en orden de importancia:

- Evitar el paso por zonas con vestigios arqueológicos.
- Evitar el paso por zonas protegidas por el estado (Decreto Supremo N° 010-90-AG).
- Evitar el paso por terrenos inundables, suelos hidromórficos, cauces naturales provocados por lluvias, terrenos con pendiente pronunciada en los que sean frecuentes las caídas de piedras y/o árboles y geológicamente inestables.
- Minimizar la afectación de terrenos de propiedad privada.
- Desarrollo del trazo de la ruta de acuerdo al plano urbanístico; y respetando los derechos de vía en las carreteras. Esto permitirá la reducción de los impactos al área de influencia del proyecto, que implica crear menos accesos para el transporte, construcción, operación y mantenimiento de la obra.
- Minimizar los fuertes ángulos de desvío, lo cual implica optimizar los suministros de materiales.

#### 4.18. Características eléctricas del sistema

Las Redes Primarias proyectadas son en sistema Trifásico 22,9 kV-3Ø.

Para efectos del diseño eléctrico, (MINEM-Suministros, 2011; Escobar *et al.*, 2010; ELECTRICIDAD, 2014; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2007). Las Líneas Primarias se han considerado con las siguientes características eléctricas del sistema:

-	Tensión nominal	:	22,9 kV
-	Tensión máxima	:	25 kV
-	Frecuencia nominal	:	60 Hz
-	Factor de Potencia	:	0,9 (atraso)
-	Conexión del sistema principal	:	neutro aterrado S.E.
-	Potencia de cortocircuito mínima	:	200 MVA.
-	Altitud	:	3800 a 4100 m.s.n.m.

Los cálculos eléctricos se han realizado con los valores que presentará el sistema en su etapa final, asegurándose así que la línea primaria cumplirá durante todo el período de estudio los requerimientos técnicos establecidos por las normas vigentes; las características de las líneas primarias se indican en el Diagrama Unifilar del sistema eléctrico plano N° DU-01.

#### **4.19. Características del equipamiento**

##### **4.19.1. Postes**

Se ha previsto la utilización de postes de Concreto Armado Centrifugado de 12/300 y 12/200 en las Redes Primarias, cuya configuración será determinada de acuerdo a la función que van a cumplir ya sea como estructura de alineamiento, estructura de anclaje o ángulo y estructura terminal así como subestaciones (ELECTRICIDAD, 2003; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2003; Tipo & Post, 2003).

Para definir las prestaciones de las estructuras (Vano viento, vano peso, Vano Máximo), se ha considerado:

- Distancia mínima al terreno en la Hipotesis de Maxima Temperatura.
- Ángulo de desvío topografico.

- Vano-Viento.
- Vano-Peso para las Hipotesis de trabajo del conductor.
- Separación horizontal y vertical entre conductores a mitad de vano (Vano Electrico) de acuerdo al CNE (Código Nacional de Electricidad).

#### **4.19.2. Conductor**

Los conductores serán de aleación de aluminio desnudo del tipo AAAC, compuesto de alambres cableados concéntricamente de 35 mm<sup>2</sup> de sección.

La selección de los conductores será respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 026-2003-MEM/DGE

#### **4.19.3. Aisladores**

Sobre la base de los criterios normalizados por la DGE RD18-2003-MEM, se utilizarán aisladores de porcelana del tipo Pin ANSI 56-4 y aisladores poliméricos de tipo Suspensión. Los aisladores del tipo Pin se instalarán en estructuras de alineamiento y ángulos de desvío topográfico moderados y los aisladores poliméricos del Tipo Suspensión en estructuras terminales, ángulos de desvío importantes y retención (ELECTRICIDAD, 2003; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad, 2003; Tipo & Post, 2003).

La selección de los Aisladores sera respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 026-2003-MEM/DGE.

#### **4.19.4. Retenidas y anclajes**

Las retenidas y anclajes se instalarán en las estructuras de ángulo, terminal y V retención con la finalidad de compensar las cargas mecánicas que las estructuras no puedan soportar por sí solas.

El ángulo que forma el cable de retenida con el eje del poste no deberá ser menor de 37°. Los cálculos mecánicos de las estructuras y las retenidas se han efectuado considerando este ángulo mínimo. Valores menores producirán mayores cargas en las retenidas y transmitirán mayor carga de comprensión al poste (ELECTRICIDAD, 2003; Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección

General de Electricidad, 2003; Tipo & Post, 2003).

En aplicación a la normativa vigente de la DGER, se ha considerado la nueva lámina de detalle de Retenidas Aisladas, las cuales se están considerando como suministro adicional.

Las retenidas y anclajes estarán compuestos por los siguientes elementos:

- Cable de acero grado SIEMENS MARTIN de 10 mm de diámetro
- Varillas de anclaje con ojal-guardacabo
- Mordazas preformadas
- Aislador polimérico tipo Suspensión 36 kV Norma IEC 1109
- Bloque de concreto armado.
- Abrazadera de cuatro sectores, según diseño de 70 kN.
- Enlace metálico según diseño de 70 kN.
- Grillete Recto.

La selección de los materiales de retenidas y anclajes sera respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 026-2003-MEM/DGE

#### **4.19.5. Puesta a tierra**

Las puestas a tierra estarán conformadas por los siguientes elementos:

- Electrodo de acero recubierto de cobre de 16mm de diámetro
- Cable de acero con recubrimiento metalúrgico de Cu 4 AWG (21,15 mm<sup>2</sup>) para las bajadas de tierra.
- Accesorios de conexión y fijación (Conector tipo perno partido, grapa bimetálica).

En las subestaciones de distribución, el número de electrodos será el necesario para obtener los valores de resistencia de puesta a tierra requeridos por la norma DGE RD018-2003-MEM.

La selección de los materiales de puesta a tierra será respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 026-2003-MEM/DGE.

#### **4.19.6. Material de ferretería**

Todos los elementos de fierro y acero, tales como pernos, abrazaderas y accesorios de aisladores, serán galvanizados en caliente a fin de protegerlos contra la corrosión. Las características mecánicas de estos elementos han sido definidas sobre la base de las cargas a las que estarán sometidas.

La selección de todos los materiales de ferretería será respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 026-2003-MEM/DGE

### **4.20. Criterios de diseño eléctrico**

#### **4.20.1. Regulación de tensión**

Para el cálculo de flujo de carga se ha considerado todo el sistema existente y las líneas primarias proyectadas.

De acuerdo a norma NTCSEER-RD N.º 016-2008-EM/DGE, se ha considerado como valor límite para la caída de tensión desde la salida de los circuitos troncales hasta los primarios de los transformadores de distribución, el  $\pm 6,0\%$  de la tensión nominal.

#### **4.20.2. Nivel de aislamiento requerido**

Para la determinación del nivel de aislamiento se ha considerado los siguientes aspectos, según la Norma IEC 71-1:

- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- Sobretensiones atmosféricas
- Contaminación ambiental

#### **a) Condiciones de Operación del Sistema**

- Tensión nominal del sistema : 22,9 Kv
- Tensión máxima del sistema : 25 kV

- Contaminación ambiental del área del proyecto: Ligerio
- Altitud máxima sobre el nivel del mar : 3800 a 4100 msnm.

**b) Nivel de aislamiento requerido exterior**

El nivel de aislamiento exterior, calculado según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para la línea y red primaria se muestra en el siguiente (Tabla 28).

Tabla 28

*Nivel de aislamiento requerido exterior*

Descripción	Unidad	Valor
Tensión nominal del sistema	kV	22,9
Tensión máxima entre fases	kV	25
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra	kVp	125
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	50
Línea de fuga total	mm	456

**c) El nivel de aislamiento para los equipos**

El nivel de aislamiento para los equipos, considerando la Norma IEC 71-1 y el criterio de aislamiento reducido para sistemas con neutro efectivamente puesto a tierra en la subestación, será el siguiente:

Tabla 29

*El nivel de aislamiento para los equipos.*

Descripción	Unidad	Valor
Tensión nominal del sistema	kV	22,9
Tensión máxima entre fases	kV	25
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 (interior)	kVp	125
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 (exterior)	kVp	150
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	50

Considerando el nivel de aislamiento requerido, las características de los aisladores, la capacidad de sostenimiento al impulso atmosférico del material de las estructuras, para la línea y red primaria, se determina el uso de los siguientes aisladores:

Estructuras de alineamiento : Aislador PIN Clase ANSI 56-4.

Estructuras de ángulo y anclaje : Aislador polimérico tipo  
Suspensión 36 kV Norma IEC 1109.

#### 4.20.3. Sistema de protección

Las redes primarias proyectadas las cuales se alimentan desde el centro de Generación Fotovoltaica y llevan la energía a las subestaciones proyectadas del proyecto en la tensión de 22,9 kV-3Ø con neutro rígidamente puesto a tierra en las Subestaciones, seccionamientos y en la Central de generación sea considerado como elemento principal de protección los seccionadores fusibles (cut-out).

Los pararrayos a emplearse en el proyecto serán para proteger la central de generación fotovoltaica, los transformadores de distribución, seccionamientos y equipamientos de las redes para evitar los flameos de los aisladores en las redes primarias, ante sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas. Por tanto, se emplearán pararrayos autovalvulares de óxido metálico, clase distribución.

Para determinar la capacidad del pararrayo ante sobretensiones temporarias TOVPR, considerando la amplitud de la tensión máxima que puede producirse en una fase sana (TOVSIST), ante una falla monofásica a tierra. De los resultados de cálculo se ha seleccionado pararrayos para ser utilizados en el presente proyecto tipo OZn 21 kV de tensión nominal, 10 kA y MCOV de 17 kV.

**a) Nivel de aislamiento de los equipos**

- Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50 : 150 kVp
- Nivel de aislamiento a 60 Hz : 50 kVef

**4.20.4. Nivel de cortocircuito**

Todo el equipamiento propuesto será capaz de soportar los efectos térmicos y mecánicos de las corrientes de cortocircuito equivalentes a 200 MVA, por un tiempo máximo de 0,2 seg.

Como consecuencia de este hecho, la sección mínima de los conductores de aleación de aluminio será de 25 mm<sup>2</sup>.

**4.20.5. Sistema de puesta a tierra**

Para el presente estudio, las puestas a tierra tendrán la finalidad de proteger las líneas primarias de las tensiones inducidas por efectos de descargas de rayos en las proximidades de la línea primaria.

La configuración del sistema de puesta a tierra serán las siguientes:

El tipo PAT-1C, se instalarán en todas las estructuras de las redes primarias, que consiste de un cable de acero con recubrimiento metalúrgico de cobre en anillo en la base de la estructura.

El tipo PAT-1, se instalará en todas las estructuras de seccionamiento, que consiste de un electrodo en posición vertical instalado a un metro y medio de la base del poste.

Las descargas directas de rayos a la línea, la protección será efectuada por el interruptor principal instalado en la celda de salida del alimentador.

Para subestaciones de distribución, la configuración del sistema de puesta a tierra será PAT- 1, PAT-2 y PAT-3, con la finalidad de obtener resistencia de puestas a tierra adecuada a la potencia del transformador.

Los circuitos primario y secundario del transformador utilizarán un solo conductor de puesta a tierra, para ello, se efectuará una conexión directa entre el neutro del primario con el neutro del secundario y tendrán un sistema de puesta a tierra común.

La sección mínima del conductor de puesta a tierra, será 4 AWG (21.15 mm<sup>2</sup>), correspondiente para un conductor de cobre o su equivalente si fuese otro tipo de conductor.

## **4.21. Aspectos de diseño mecánico**

### **4.21.1. Normas aplicables**

El diseño mecánico se ha desarrollado, en conformidad a las prescripciones de las Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad para Electrificación Rural y el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y normas Internacionales:

- RD 016-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 018-2003-EM: Bases para el Diseño de Línea y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 024-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 026-2003-EM: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 030-2003-EM: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.
- Normas internacionales IEC, ANSI-IEEE, VDE, REA y DIN.

Las condiciones climatológicas del área del proyecto son sustentadas con información de temperaturas y velocidades del viento. La información utilizada en el proyecto “PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA A UNA MICRO RED DE BAJA TENSION EN EL DISTRITO DE CHUPA AZANGARO PUNO”, han sido validadas con información obtenido de SENAMHI y con las cargas de la zonificación consignada en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.

#### **4.21.2. Cálculo mecánico de conductores**

##### **a) Consideraciones de diseño**

Estos cálculos tienen el objetivo de determinar las siguientes magnitudes relativas a los conductores de líneas y redes primarias aéreas en todas las hipótesis de trabajo:

- Esfuerzo horizontal del conductor.
- Esfuerzo tangencial del conductor en los apoyos.
- Flecha del conductor.
- Parámetros del conductor.
- Coordenadas de plantillas de flecha máxima (sólo en hipótesis de máxima temperatura).
- Ángulos de salida del conductor respecto a la línea horizontal, en los apoyos.
- Vano - peso de los apoyos.
- Vano - medio de los apoyos.

Los cálculos mecánicos se basan en las indicaciones de la Norma RD-018-2003 “Bases Para el Diseño de Líneas y Redes Primarias Para Electrificación Rural” y de acuerdo a las condiciones ambientales de la zona, indicadas en el Código Nacional de Electricidad Suministro.

## b) Curvas de Esfuerzo Deformación del Conductor

A continuación, se hace el análisis de las curvas de comportamiento del conductor de aleación de aluminio expuesto a las condiciones ambientales de la zona de estudio.

Un conductor tendido en un vano y sometido previamente a la carga mecánica máxima de diseño, esta se estirará e incrementará su longitud; al someter el conductor bajo la máxima carga el conductor seguirá la curva ABC de la figura, al suprimir las cargas externas del conductor se contraerá siguiendo el módulo de elasticidad final y no regresará a la longitud inicial por la magnitud de la deformación permanente al que estará sometido. Esto generará como resultado una flecha ligeramente más grande que aquella a la que fue instalado inicialmente el conductor. Esta nueva curva de esfuerzo deformación es la que determinara el comportamiento del conductor ante variaciones de cargas externas (Recta CF), mientras no se haya superado la carga máxima inicial al que fue sometido (ELECTRICIDAD, 2003).

Para la obtención del Módulo de Elasticidad Inicial, se parte de las condiciones finales del Conductor, donde el valor del módulo de elasticidad correspondiente es proporcionado por las especificaciones técnicas de los mismos, y a través de un proceso regresivo y de comparación se obtiene el Módulo de Elasticidad Inicial, con la cual se determinan los cálculos mecánicos iniciales para el conductor. La expresión matemática empleada es la siguiente:

Donde:

$\Delta L$  = Deformación o Elongación del Conductor.

$\sigma$  = Esfuerzo axial al que estará sometido el conductor.

E = Modulo de Elasticidad del Conductor.

L = Longitud de conductor sometido al esfuerzo.

Basado en el Grafico de Esfuerzo – Deformación, en condiciones finales,

calculamos la deformación total ( $X + \Delta L$ ) a un esfuerzo de 60% de la rotura del conductor:

$$X + \Delta L = \frac{\sigma_{60\%} \cdot T_{rot}}{E_f}$$

Donde:

$\Delta L$  = Deformación final.

$T_{rot}$  = Esfuerzo Unitario de rotura del Conductor.

$E_f$  = Módulo de Elasticidad Final.

### c) Método de curvas para cálculo de esfuerzos

Ecuaciones de Esfuerzo Inicial-Deformación Unitaria Porcentual

$$Y = A_y + B_y \cdot X + C_y \cdot X^{**2} + D_y \cdot X^{**3} + E_y \cdot X^{**4}$$

Ecuación de Esfuerzo Final-Deformación Unitaria Porcentual

$$Y = A_{al} + B_{al} \cdot X$$

Ecuación de Esfuerzo Final-Deformación Unitaria Porcentual después de elongación inelástica (creep)

$$Y = A_c + B_c \cdot X + C_c \cdot X^{**2} + D_c \cdot X^{**3} + E_c \cdot X^{**4}$$

$X$  = Deformación Unitaria Porcentual

$Y$  = Esfuerzo Medio =  $(T_H + T_T) / (2 \cdot A)$ , N/mm<sup>2</sup>

$T_H$  = Componente Horizontal del Tiro, N

$T_T$  = Tiro Tangencial en soporte más alto, N

### d) Conclusiones

Los resultados de los análisis realizados para la obtención de los EDS's, se

muestran en el Anexo 5 del Volumen 4 Parte I Cálculos Justificativos de Líneas y Redes Primarias (ELECTRICIDAD, 2003).

#### 4.21.3. Formulación de hipótesis de cálculo

Para plantear las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor, se ha teniendo en cuenta las características particulares del conductor seleccionado, así como la curva esfuerzo-deformación-creep del fabricante, y que corresponde al conductor AAAC.

Las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor seleccionado, para las Líneas y Redes Primarias son las siguientes:

HIPÓTESIS 1	:	Condición de mayor duración (EDS inicial)
- EDS inicial	:	15 %
- Temperatura	:	10 °C
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula

HIPÓTESIS 2	:	De máxima Velocidad de Viento
- Temperatura	:	10 °C
- Velocidad de viento	:	90 km/h (CNE 2011)
- Sobrecarga de hielo	:	nula

HIPÓTESIS 3	:	De máxima Temperatura
- Temperatura	:	50 °C
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula

HIPÓTESIS 4	:	De mínima Temperatura
- Temperatura	:	0 °C (Según SENAMHI ver Anexo 01)
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula

#### 4.21.4. Cálculo mecánico de estructuras

Estos cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en postes, cables

de retenida y sus accesorios, de manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en las normas indicadas y demás normas vigentes (ELECTRICIDAD, 2003).

Para el cálculo mecánico de estructuras se ha considerado las siguientes cargas:

- Cargas Horizontales: Carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico, con un coeficiente de seguridad de 2,2. Solamente para condiciones normales (Hipótesis I) y la de máxima carga de viento (Hipótesis II).
- Cargas Verticales: Carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran. Se determinará el vano peso en cada una de las estructuras y para cada una de las hipótesis de diseño (I, II, III y IV), el cual definirá la utilización de una estructura de suspensión o de anclaje.
- Cargas Longitudinales: Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las hipótesis de diseño (I, II, III y IV).
- Deflexión del Poste: Se calculará para todas las estructuras verificando no superar la deflexión máxima de 4% de la longitud libre del poste en la hipótesis EDS.

#### **4.21.5. Hipótesis de cálculo**

En el presente proyecto, tratándose de líneas y redes primarias de electrificación rural, se considera para los cálculos de las estructuras, solo las condiciones normales; por tanto, no se considerará hipótesis de rotura de conductor, de acuerdo a la Norma DGE RD 018-2003 EM.

#### **4.21.6. Características de los postes de concreto**

La estructura de soporte de la línea y red primaria será de poste de concreto, con las siguientes características:

	CAC		
- Tipo de poste			
- Longitud de (m)	12	12	11
- Kgf		200	300
- Diámetro en la cima (cm)	14,3	12,1	11,9
- Diámetro en la línea de empotramiento (cm)		24,2	22,6 22,4
- Carga de rotura en la cabeza (kN)		8,44	6,67 6,67
- Esfuerzo máximo a la flexión (MPa)		49,15	49,15 49,15
- Módulo de elasticidad (MPa)		10 200	10 200 10
200			
- Especie forestal		Southern Yelow Pine	

#### 4.21.7. Factores de seguridad

Los factores de seguridad para estructuras y crucetas serán las siguientes:

- Postes de CAC : 2,0
- Cruceta de CAV : 2,0
- Retenidas : 2,0

#### 4.21.8. Cargas previstas

Para el cálculo de las prestaciones mecánicas de estructuras, de acuerdo al tipo de estructura, se ha previsto las siguientes cargas:

Estructuras de alineamiento: PS1-3/PSVE-3

- Conductor sano
- Viento máximo perpendicular al eje de la línea

Estructuras de ángulo: PA1-3/PA1VE-3

- Conductor sano.



- Resultante angular del tiro máximo.
- Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

Estructuras de ángulo: PA2-3

- Conductor sano.
- Resultante angular del tiro máximo.
- Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

Estructuras de ángulo: PA3-3

- Conductor sano.
- Resultante angular del tiro máximo.
- Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

Estructuras de anclaje: PR3-3

- Conductor sano.
- Tiro Máximo del conductor.
- Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en dirección perpendicular a la línea.

Estructuras terminales: TS-3/PTV-3/TSVE-3

- Conductor sano.
- Tiro Máximo del conductor.
- Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en dirección a la línea.

Estructuras Anclaje: PSEC-3P

- Conductor sano.
- Tiro Máximo del conductor.
- Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en dirección a la línea.

#### **4.21.9. Cálculo, diseño y configuración de cimentaciones**

El cálculo de las cimentaciones de los postes se basa en su estabilidad, para ello se utiliza el método de equilibrio de Fuerzas; este método se aplica según la capacidad portante del tipo de terreno con los parámetros obtenidos de las muestras ensayadas, en base al informe geotécnico, donde se va a efectuar la instalación de los Postes (ELECTRICIDAD, 2003).

Sobre esta base el tipo de cimentación de los postes será simplemente enterrada en tierra apisonada. Sin embargo, cuando la presión lateral que ejerce la estructura sobre el terreno sea mayor que la presión del terreno natural, la tierra con la que se va apisonar debe ser mejorada con grava arcillosa incluyendo además 25% de piedra mediana para obtener una mayor resistencia lateral (ELECTRICIDAD, 2003).

#### **4.22. Descripción de red secundaria**

##### **4.22.1. Normas aplicables**

El estudio de ingeniería definitiva y labores de campo se ha desarrollado, en conformidad a las prescripciones de las Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad para Electrificación Rural y el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y normas Internacionales:

- RD 016-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 017-2003-EM: Alumbrado de Vías Públicas en Aéreas Rurales.
- RD 018-2003-EM: Bases para el Diseño de Línea y Redes Primarias para Electrificación Rural.



- RD 020-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural.
- RD 023-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y redes Secundarias para Electrificación Rural.
- RD 024-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 025-2003-EM: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Redes Secundarias para Electrificación Rural.
- RD 026-2003-EM: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 030-2003-EM: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.
- RD 031-2003-EM: Bases para el Diseño de Líneas y redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural.
- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Guía de Estudios de Impacto Ambiental para las Actividades Eléctricas.
- Adicionalmente se consulta las siguientes normas internacionales:
- NESC (National Electrical Safety Code).
- RUS (Rural Utilities Service).
- U.S. Bureau of Reclamation - Standard Design.
- VDE 210 (Verband Deutscher Electrotechniker).
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).
- CIGRE (Conference International des Grands Resseaux Electriques).
- ANSI (American National Standard Institute).
- IEC (International Electrotechnical Commission).

### 4.23. Características eléctricas del sistema

El proyecto “Planta Fotovoltaica Conectada A Una Micro Red De Baja Tensión En El Distrito De Chupa-Azángaro-Puno” tendrán suministro trifásico y para efectos del diseño eléctrico de las redes de servicio particular y alumbrado público, se ha definido las siguientes características particulares del sistema:

Sistema	:	Trifásico con neutro corrido y rígidamente puesto a tierra.
Conductores	:	Autoportante de aluminio aislado
Neutro portante	:	Aleación de aluminio, desnudo, función mecánica y eléctrica
Tensión nominal de la red	:	380v (Entre Fases) y 220 V (Entre fase y neutro)
Frecuencia nominal	:	60 Hz.
Altitud	:	3800 a 4100 m.s.n.m.

La tensión de servicio de las cargas monofásicas de servicio particular y de alumbrado público será de 220 V medida entre un conductor de fase y el neutro.

### 4.24. Características del equipamiento

#### 4.24.1. Postes

Se ha previsto la utilización de postes de Concreto Armado Centrifugado de 8m/200 Y 8/300 en las rede secundarias cuya configuración será determinada de acuerdo a la función que van a cumplir ya sea como estructura de alineamiento, estructura de anclaje o ángulo y estructura terminal, así como subestaciones, para el alumbrado de la central de generación fotovoltaica se utilizara postes tubulares de acero galvanizado de 8 m.

Para definir las prestaciones de las estructuras (Vano viento, vano peso, Vano Máximo), se ha considerado:

- Distancia mínima al terreno en la Hipótesis de Máxima Temperatura.
- Ángulo de desvió topográfico.
- Vano-Viento.

- Vano-Peso para las Hipótesis de trabajo del conductor.
- Separación horizontal y vertical entre conductores a mitad de vano (Vano Eléctrico) de acuerdo al CNE (Código Nacional de Electricidad).

Para la selección de los postes de madera se tomarán en cuenta los parámetros descritos en la norma R.D. N°016-2003-EM/DGE y N°025-2003-EM/DGE normas como la ANSI O5.1 (American National Standard Instituto For Wood Pales–Specifications And Dimensions) y AWWA (American Wood Preserver's Association Standard) y serán de la especie coníferas del género Pinus spp.

#### 4.24.2. Conductor

Serán del tipo autoportante de aluminio con portante de aleación aluminio de 25 mm<sup>2</sup>:

Los conductores a utilizar en el proyecto tienen las siguientes configuraciones:

- 3x16+1x16/25
- 3x16/25
- 2x16+16/25
- 2x16/25

La selección de los conductores sera respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 025-2003-MEM/DGE

#### 4.24.3. Retenidas y anclajes

Las retenidas y anclajes se instalarán en las estructuras de ángulo, terminal y retención con la finalidad de compensar las cargas mecánicas que las estructuras no puedan soportar por sí solas.

El ángulo que forma el cable de retenida con el eje del poste no deberá ser menor de 30°. Los cálculos mecánicos de las estructuras y las retenidas se han efectuado considerando este ángulo mínimo. Valores menores producirán mayores cargas en las retenidas y transmitirán mayor carga de comprensión al poste.

Las retenidas y anclajes estarán compuestos por los siguientes elementos:

- Cable de acero grado SIEMENS MARTIN de 10 mm de diámetro
- Varillas de anclaje con ojal-guardacabo
- Mordazas preformadas
- Perno con ojal-guardacabo para fijación al poste
- Bloque de concreto armado.

La selección de los materiales de retenidas y anclajes sera respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 025-2003-MEM/DGE.

#### **4.24.4. Puesta a tierra**

Las puestas a tierra estarán conformadas por los siguientes elementos:

- Cable de acero con recubrimiento metalúrgico de cobre de 25mm para la bajada a tierra y contrapesos.
- Accesorios de conexión y fijación

Se utilizará tres contrapesos, configuración PAT-1C, la descripción se presenta en las Láminas de detalle.

La selección de los materiales de puesta a tierra sera respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 025-2003-MEM/DGE

#### **4.24.5. Material de ferretería**

Todos los elementos de fierro y acero, tales, como grapa de suspensión, grapa de anclaje, pernos, y accesorios, serán galvanizados en caliente a fin de protegerlos contra la corrosión. Las características mecánicas de estos elementos serán las especificadas en el presente documento.

La selección del material de ferretería sera respetando las características del material de acuerdo a la norma RD N° 025-2003-MEM/DGE.

## 4.25. Aspectos de diseño eléctrico

### 4.25.1. Demanda de potencia de cargas de servicio particular

La calificación eléctrica de servicio particular, se ha determinado analizando tipo de localidades y teniendo en cuenta y los valores establecidos en la Norma DGE RD 031-2003-MEM.

Para la clasificación de localidades se ha tenido en cuenta su grado de desarrollo socioeconómico, acceso a las vías de comunicación y configuración urbana, entre otros, y con estas premisas se ha clasificado como localidades del tipo II.

Localidades tipo II: Número de habitantes menores de 500, son grupos de viviendas situadas en zonas rurales que presentan una configuración urbana. La calificación asignada es de 400 W/lote.

El factor de simultaneidad será de (F.S.):

Cargas de servicio particular: 0,5

Cargas de uso general: 1

### 4.25.2. Cargas de alumbrado público

La localidad presenta configuración urbana definida, compuesta de plaza y calles, tendrán carga de alumbrado público y también en la ubicación de las subestaciones de distribución.

Las lámparas de alumbrado a instalarse tendrán las características que se muestra la (Tabla 30):

Tabla 30

*Lámparas de Alumbrado Público.*

<b>Tipo de Lámpara</b>	<b>Potencia</b>	<b>Pérdidas</b>	<b>Potencia Total</b>
	<b>(W)</b>	<b>(W)</b>	<b>(W)</b>
Vapor de Sodio	50	10	60

El factor de simultaneidad para alumbrado público es FS = 1.

#### 4.25.3. Cálculo de las cargas de alumbrado público

Se determina un consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la fórmula:

$$\text{CMAP} = \text{KALP} \times \text{NU}$$

Donde:

CMAP: Consumo mensual de alumbrado público en kWh

KALP: Factor de AP en kWh/usuario-mes

NU: Número de Usuarios de la localidad

El Factor KALP es el correspondiente al Sector Típico 5 :  $\text{KALP} = 6,3$

Para calcular el número de puntos de iluminación se debe considerar una potencia promedio de lámpara de alumbrado y el número de horas de servicio mensuales del alumbrado público (NHMAP). Se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{PI} = (\text{CMAP} \times 1000) / (\text{NHMAP} \times \text{PPL})$$

Donde:

PI : Puntos de Iluminación

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

NHMAP : Número de horas mensuales del servicio alumbrado público (horas/mes)

PPL : Potencia nominal promedio de la lámpara de alumbrado público en watts

- La cantidad de puntos de iluminación (PI) en el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior.
- El número de horas mensuales del servicio de alumbrado público (NHMAP) dependerá de su control de encendido y apagado:

- Tipo de control NHMAP (horas/mes )
- Célula fotoeléctrica 360
- Horario Número de horas diarias programadas multiplicada por 30
- La potencia nominal promedio de la lámpara de alumbrado público (PPL) comprende la potencia nominal de la lámpara más la potencia nominal de sus accesorios de encendido (50+10 W).
- El número de horas diarias de alumbrado público considerado debe estar comprendido entre 8 y 12 horas.

La cantidad de luminarias se indica en los planos de red secundaria, con las consideraciones indicadas.

#### 4.25.4. Cargas especiales

La calificación eléctrica para las cargas especiales ha sido determinada por tipo de carga y teniendo en cuenta el grado de desarrollo socioeconómico de las localidades.

En la Tabla 30 se muestra máxima demanda para los diferentes tipos cargas particulares.

Tabla 31

*Máxima Demanda de Cargas especiales.*

<b>Cargas Especiales</b>	<b>(Kw)</b>
Escuela primaria	1,00
Local Comunal	0,80
Iglesia	0,80
Comité de Agua	0,80
Inicial	0,80
Comedor Popular	0,80
Posta Medica	1,50
Botiquín	0,80

#### 4.25.5. Caída de tensión

La caída máxima de tensión entre la subestación de distribución y el extremo terminal más alejado de la red no deberá exceder el 7% de la tensión nominal, es decir:

- Redes 330/220 V : 26,6V
- Redes 220 V : 15,4V

#### 4.25.6. Factor de potencia (Cos $\phi$ )

- Para cargas de servicio particular : 1,00
- Para cargas de alumbrado público : 0,90

#### 4.25.7. Factor de simultaneidad

- Cargas de servicio particular : 0,5
- Cargas de alumbrado público : 1,00

#### 4.25.8. Resistencia de puesta a tierra

El valor de la resistencia de puesta tierra del conductor neutro en los puntos más desfavorables, estando conectado todo el sistema de puesta a tierra, no deberá superar los siguientes valores:

Sistema monofásico 380/220 V: 10 Ohm

La puesta a tierra deberá consistir básicamente en tres contrapesos del tipo PAT-1C enterrado, según detalle mostrado en los armados típicos y en los planos de diseño.

#### 4.25.9. Resistencia de aislamiento

Para determinar la resistencia de aislamiento se tendrá en cuentas las condiciones de operación del sistema:

- Sistema : Autoportante.
- Tensión nominal del sistema : 380/22 (Trifásico)-220

V(monofásico).

Contaminación ambiental : Ligerio

El nivel de aislamiento entre fases en ningún caso será inferior a 10 Megaohm y entre fase y tierra en ningún caso será inferior a 5 Megaohm.

#### 4.26. Aspectos de diseño mecánico

##### 4.26.1. Cálculo mecánico de conductor

Las condiciones climatológicas utilizadas para el proyecto “Planta Fotovoltaica Conectada A Una Micro Red De Baja Tensión En El Distrito De Chupa-Azángaro-Puno” son sustentadas con información de temperaturas, velocidades de viento, entregada por el Servicio Nacional de Meteorología y Hidrología (SENAMHI). Esta información ha sido validada con la visita de campo, y las cargas definidas por el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011. Sobre la base de estos datos se ha definido las siguientes hipótesis:

HIPÓTESIS 1: Condición de mayor duración (EDS)

- EDS inicial : 15 %
- Temperatura : 10°C
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 2: De máxima Velocidad de Viento

- Temperatura : 10 °C
- Velocidad de viento : 90 km/h
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 3: De máxima Temperatura

- Temperatura : 50 °C
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 4: De mínima Temperatura

- Temperatura : 0 °C (Según SENAMHI Ver Anexo 01

Parte I

Vol. III)

- Velocidad de viento : 0 km/h
- Sobrecarga de hielo : 0 mm

#### 4.26.2. Esfuerzos permisibles en los conductores

En la condición EDS, el esfuerzo será de 15% del Esfuerzo de Rotura del conductor la siguiente:

Vanos normales : 43,58 N/mm<sup>2</sup>.

Vanos flojos : 20 N/mm<sup>2</sup>.

#### 4.26.3. Cálculo mecánico de estructuras y retenidas

Las estructuras han sido diseñadas para soportar las cargas verticales, transversales, longitudinales y aplicación simultanea de dichas cargas. Estos cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en los postes, cables de retenidas y sus accesorios, de tal manera que, en las condiciones más críticas, es decir, a temperatura mínima y máxima velocidad de viento no se superen los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2001.

Para el cálculo mecánico de estructuras en hipótesis de condiciones normales, se han considerado las siguientes cargas:

- **Cargas Horizontales:** Carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico, con un coeficiente de seguridad de 2,2.
- **Cargas verticales:** Carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran, con un coeficiente de seguridad de 2.2.
- **Cargas Longitudinales:** Cargas producidas por diferencia de vanos en cada

conductor.

Sobre la base de los análisis de los factores mencionados se ha definido que los postes serán de 8m/200 y 8/300 m.

La retenida se anclará con un ángulo mínimo a la parte superior del poste de 30°.

#### 4.26.4. Factores de seguridad

Los factores de seguridad respecto a la carga de rotura, en condiciones normales, serán las siguientes:

- Postes de CAV : 3
- Postes tubulares de A°G° : 2
- Cables de retenida : 2
- Accesorios de ferretería : 2

No se efectuarán cálculos en condiciones de emergencia, es decir, con rotura de conductor.

La retenida se anclará a una separación promedio, del poste, de 4 m (máximo 6 m y mínimo 3 m) y a un ángulo al poste superior a 30°.

#### 4.26.5. Resumen del Valor Referencial Total

El Valor Referencial del Proyecto es de Doce Millones Seis Cientos Noventa y Un Mil Dos Cientos Noventa y Nueve con 82/100 Soles (S/. 12 691,299.82) incluido el IGV, comprende; Sistema de Generación Fotovoltaica, Líneas Primarias, Redes Primarias, Redes Secundarias y Conexiones Domiciliarias (Tabla 2).

Proyecto: **Planta Fotovoltaica Conectada a una Micro Red de Baja Tensión en el Distrito Chupa Azángaro – Puno.**

Sección I y II: Sistema de Generación Fotovoltaica, Redes Primarias y Redes Secundarias.

Región: Puno.

Provincia: Azángaro.

Distrito: Chupa.

Fecha: enero 2020

Tabla 32

*Resumen General del Valor Referencial Total.*

Ítem	Descripción	Sistemas de Generación Fotovoltaica	Redes Primarias	Redes Secundarias	Total, S/
A	Suministros De Materiales	4,258,995.50	679,717.65	986,340.12	5,925,053.27
B	Montaje Electromecánico	466,338.46	264,171.10	1,180,497.77	1,911,007.33
C	Obras Civiles	748,885.49	0.00	0.00	748,885.49
D	Transporte De Materiales	147,720.34	53,691.57	196,278.23	397,690.14
E	<b>Costo Directo (C.D.)</b>	5,621,939.79	997,580.32	2,363,116.12	<b>8,982,636.23</b>
F	Gastos Generales	659,721.70	117,063.76	277,306.24	1,054,091.70
G	Utilidades 8%	449,755.18	79,806.43	189,049.29	718,610.90
Sub Total Sin IGV (S/)		<b>6,731,416.67</b>	<b>1,194,450.51</b>	<b>2,829,471.65</b>	<b>10,755,338.83</b>
Impuesto General A Las Ventas IGV (18%)		1,211,655.00	215,001.09	509,304.90	1,935,960.99
<b>COSTO TOTAL (Incluye I.G.V.) S/.</b>		<b>7,943,071.67</b>	<b>1,409,451.60</b>	<b>3,338,776.55</b>	<b>12,691,299.82</b>

**4.26.6. Resumen del Valor Referencial del Sistema de Generación Fotovoltaica**

El Valor Referencial del Sistema de Generación Fotovoltaica es de Seis Millones Setecientos Treinta y Un Mil Cuatrocientos Dieciséis con 67/100 Soles (S/. 6 731,416.67) no incluye el IGV (Tabla 33).

**Valor Referencial**

**Resumen del Sistema de Generación Fotovoltaica**

Proyecto: **Planta Fotovoltaica Conectada a una Micro Red de Baja Tensión en el Distrito Chupa Azángaro – Puno.**

Sección I : sistema de generación fotovoltaica.  
Región : Puno.  
Provincia : Azángaro.  
Distrito : Chupa.  
Fecha : enero 2020

Tabla 33

*Resumen del Valor Referencial del Sistema de Generación Fotovoltaico.*

Ítem	Descripción	Total, S/
A	Suministro de Materiales	4,258,995.50
B	Montaje Electromecánico	466,338.46
C	Obras Civiles	748,885.49
D	Transporte de Materiales	147,720.34
E	Total, Costo Directo	<b>5,621,939.79</b>
F	Gastos Generales	659,721.70
G	Utilidades	449,755.18
<b>Costo Total S/ (No Incluye I.G.V.)</b>		<b>6,731,416.67</b>

#### **4.26.7. Resumen del Valor Referencial del Sistema Convencional de Redes Primarias**

El Valor Referencial del Sistema Convencional de Redes Primarias es de Un Millón Ciento Noventa y Cuatro Mil Cuatrocientos Cincuenta con 51/100 Soles (S/. 1 194,450.51) no incluye el IGV (Tabla 34).

#### **Valor Referencial**

##### **Resumen del Sistema Convencional de Redes Primarias.**

Proyecto: **Planta Fotovoltaica Conectada a una Micro Red de Baja Tensión en el Distrito Chupa Azángaro – Puno.**

Sección II : Redes Primarias.  
Región : Puno.

Provincia : Azángaro.

Distrito : Chupa.

Fecha : enero 2020

Tabla 34

*Resumen del Valor Referencial de las Redes Primarias.*

Ítem	Descripción	Total, S/
A	Suministro de Materiales	679,717.65
B	Montaje Electromecánico	264,171.10
C	Transporte de Materiales	53,691.57
D	<b>Total, Costo Directo</b>	997,580.32
E	Gastos Generales	117,063.76
F	Utilidades	79,806.43
<b>Costo Total (No Incluye IGV) S/</b>		<b>1 194,450.51</b>

**4.26.8. Resumen del Valor Referencial del Sistema Convencional de Redes Secundarias**

El Valor Referencial del Sistema Convencional de Redes Secundarias es de Dos Millones Ochocientos Veintinueve Mil Cuatrocientos Setenta y Uno con 65/100 Soles (S/. 2 829,471.65) no incluye el IGV. (Tabla 35).

**Valor Referencial****Resumen del Sistema Convencional de Redes Secundarias.**

Proyecto: **Planta Fotovoltaica Conectada a una Micro Red de Baja Tensión en el Distrito Chupa Azángaro – Puno.**

Sección II : Redes Secundarias.

Región : Puno.

Provincia : Azángaro.

Distrito : Chupa.

Fecha : enero 2020

Tabla 35

*Resumen del Valor Referencial de las Redes Secundarias.*

Ítem	Descripción	Total, S/
A	Suministro de Materiales	986,340.12
B	Montaje Electromecánico	1 180,497.77
C	Transporte de Materiales	196,278.23
D	<b>Total, Costo Directo</b>	<b>2 363,116.12</b>
E	Gastos Generales	277,306.24
F	Utilidades	189,049.29
<b>Costo Total (No Incluye IGV) S/</b>		<b>2 829,471.65</b>

El tiempo promedio de vida de un módulo fotovoltaico es de 30 años, en ese tiempo el Distrito deja de gastar un 80 % generando la misma capacidad de potencia. En El 20 % se encuentran los costos de mantenimientos, piezas de repuesto y la reducción de impactos medioambientales provocados por la tecnología convencional y que algunos de ellos se manifiestan como externalidades (Carlos Manuel *et al.*, 2014; Sánchez Reinoso *et al.*, 2009).

#### **4.26.9. Impacto ambiental**

Entre los métodos más aceptados para las evaluaciones de los impactos ambientales, es el denominado de las matrices causa – efecto (matriz de Leopold modificada).

En esta metodología, la identificación y valoración de los impactos ambientales previstos durante el desarrollo del proyecto consigna:

Tabla 36

*Matriz de Interacción de Actividades / Componentes Ambientales/Etapa de Construcción.*

		<b>Etapa de Construcción</b>									
<b>Medios</b>	<b>Componentes Ambientales</b>	Contratación de	Instalación de almacenes temporales	generación fotovoltaica	Habitación de terreno de centrales de	Transporte de personal, materiales y equipos	Excavación y movimiento de tierras	Cimentación de estructuras	Montaje de estructuras	Disposición y eliminación de residuos	Abandono constructivo
		<b>Físico</b>	Aire			x	x	x	x	x	x
	Ruido			x	x	x	x			x	
	Suelo		x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Agua		x			x				x	
	Paisaje		x	x			x	x	x		x
<b>Biológico</b>	Hábitat		x	x			x				x
	Flora			x			x				x
	Fauna		x	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>Socioeconómico-</b>	Economía	x		x						x	
<b>Cultural</b>	Interacciones sociales	x	x							x	x
	Salud y seguridad			x	x	x	x	x	x	x	
	Cultural			x			x				

Tabla 37

*Matriz de Interacción de Actividades / Componentes Ambientales/Etapa de Operación y Mantenimiento.*

Medios	Componentes Ambientales	Etapa de Operación y Mantenimiento				
		Operación de las centrales solar y redes de distribución	Mantenimiento de las estructuras e instalaciones	Mantenimiento de la faja de servidumbre	Monitoreo ambiental	
<b>Físico</b>	Aire		x			x
	Ruido					x
	Suelo					
	Agua					
	Paisaje					
<b>Biológico</b>	Hábitat					
	Flora					x
	Fauna		x		x	x
<b>Socioeconómico-Cultural</b>	Economía	x				
	Interacciones sociales					x
	Salud y seguridad		x		x	x
	Cultural					

Tabla 38

*Matriz de Interacción de Actividades / Componentes Ambientales/Etapa de Abandono.*

Medios	Etapa de Abandono							
	Componentes Ambientales	Contratación de personal y servicios locales	Sistema de Distribución	Desconexión de las centrales solares y del	Desmontaje de Estructuras	Excavación y demolición de cimentaciones de	Disposición final de residuos	Restauración Ambiental
<b>Físico</b>	Aire				x	x	x	
	Ruido				x	x	x	
	Suelo				x	x	x	x
	Agua						x	
	Paisaje							x
<b>Biológico</b>	Hábitat							x
	Flora							x
	Fauna				x	x	x	x
<b>Socioeconómico-Cultural</b>	Economía	x	x				x	
	Interacciones sociales						x	x
	Salud y seguridad				x	x	x	
	Cultural							

Carácter (Ca): Hace referencia al carácter beneficioso o perjudicial del Impacto

Beneficioso (+)

Perjudicial (-)

Probabilidad de Ocurrencia (Pro): Se valora con una escala arbitraria

Muy poco probable 0,10 – 0,20

Poco probable 0,21 – 0,40

Probable o posible 0,41 – 0,60

Muy probable 0,61 – 0,80

Cierta 0,81 – 1,00

Magnitud (Mg): Se toma en base a un conjunto de criterios característicos y cualidades de los impactos generados.

Extensión (E): Se valora con una escala de:

Reducida 0

Media 1

Alta 2

Intensidad (I): Se valora con una escala de:

Baja 0

Moderada 1

Alta 2

Desarrollo (De): Se valora con una escala de:

Impacto a largo plazo 0

Impacto de mediano plazo 1

Impacto inmediato 2

Duración (Du): Se valora con una escala de:

Temporal	0
Permanente en el mediano plazo	1
Permanente	2

Reversibilidad (Rev): Se valora con una escala de:

Reversible	0
Reversible en parte	1
Irreversible	2

Importancia (Im): Se valorará con una escala que se aplicará tomando en cuenta que la importancia del impacto se relaciona con el valor ambiental de cada componente que es afectado por el proyecto:

1 – 3 Componente ambiental con baja calidad basal y no es relevante para otros componentes.

4 – 5 Componente ambiental presenta alta calidad basal pero no es relevante para otros componentes.

6 – 7 Componente ambiental tiene baja calidad basal, pero es relevante para otros componentes.

8 – 10 Componente ambiental relevante para los otros componentes.

El Impacto Total será calculado como el producto del Carácter (Ca), Probabilidad (Pro), Magnitud (Mg) e Importancia (I). La Magnitud como la suma de Extensión (E), Intensidad (I), Desarrollo (De), Duración (Du) y Reversibilidad (Re).

$$\text{IMPACTO TOTAL} = \text{Ca} \times \text{Pro} \times \text{Mg} \times \text{Im}$$

Los impactos serán calificados de acuerdo a la magnitud del impacto total como:

0 – 20 No significativos.

21 – 40 Poco significativos.

41 – 60 Medianamente significativos.

61 – 80 Significativos.

81 – 100 Altamente significativos.

En el siguiente ítem se muestran los resultados obtenidos en cada etapa del proyecto junto con la evaluación de dichos resultados.

#### 4.27. Resultados de la evaluación de impactos potenciales

##### 4.27.1. Etapa de construcción

En el siguiente cuadro se resumen los resultados de la evaluación en esta etapa

Tabla 39

*Resumen de Evaluación de Impactos – Etapa de Construcción.*

<b>Medio</b>		<b>Componentes Ambientales</b>	<b>Subtotal por Componente</b>	<b>Valor Promedio por Medio</b>	<b>Total por Etapa</b>
<b>Físico</b>	Aire		-30,0	-10,94	-9.4
	Ruido		-36,0		
	Suelo		10,4		
	Agua		-3,2		
	Paisaje		4,1		
<b>Biológico</b>	Hábitat		2,8	-2,7	
	Flora		-1,2		
	Fauna		-9,6		
<b>Socioeconómico y Cultural</b>	Economía		20,4	4,2	
	Interacciones sociales		13,0		
	Salud y seguridad		-12,0		
	Cultural		-4,8		

- a) El resultado promedio del medio físico estimado es -10,94, indicando que el impacto en este medio es negativo no significativo. Los componentes

ambientales que tendrán los impactos más negativos son aire y ruido, pero son poco significativos dada la posibilidad de aplicar medidas de manejo ambiental que hacen que dichos impactos sean ambientalmente aceptables.

En el caso del componente suelo, el resultado estimado de los impactos compactación y erosión (-43,2), cambio de uso (-43.2) determinan que serán impactados negativamente con un impacto medianamente significativo, pero, en conjunto con los impactos producidos por las actividades de mitigación el resultado es +10,4 lo que significa que es ambientalmente aceptable la ejecución de las actividades programadas en esta etapa.

- b) El resultado promedio en el medio biológico estimado es -2,7, indicando que el impacto de este medio no es significativo siendo el componente fauna el de mayor impacto negativo debido a las perturbaciones del entorno por las actividades propias de ejecución del proyecto, pero no es significativo debido a la puntualidad y temporalidad de dichas perturbaciones.
- c) El resultado promedio en el medio socioeconómico y cultural estimado es +4.2, indicando que el impacto es positivo no significativo. Es necesario destacar que los componentes economía e interacciones sociales son los más positivos por influencia en la mejora de calidad de vida (+81).
- d) El resultado total para toda la etapa de construcción es -3,2, lo que indica que el proyecto desde el punto de vista ambiental, para esta etapa, sería negativo, pero no significativo. Para los componentes que potencialmente pueden ser impactados negativamente en mayor magnitud, se plantean más adelante la aplicación de medidas de prevención, mitigación y/o corrección de ser necesario.

Es necesario destacar que el resultado no significativo también se explica porque en el área de influencia del proyecto se realizan diferentes actividades antrópicas, siendo la agricultura la principal actividad.

## CONCLUSIONES

- El Sol posee una elevada calidad energética no contaminante y renovable que permite usos variados y efectivos, es inagotable a escala humana y no necesita de mucho espacio para ser utilizada. La energía solar puede ser utilizada de una manera muy fácil para la generación de energía eléctrica; además, no requieren sofisticar las medidas de seguridad, y no produce residuos tóxicos de difícil o imposible tratamiento o eliminación.
- Las desventajas del uso de esta energía son despreciables al compararla con el inmenso beneficio de la explotación de esta misma, por lo tanto, debemos considerarla como una buena alternativa al momento de elegir y así contribuiremos con un planeta más limpio y podremos aprovechar un recurso natural y de fácil procesamiento.
- La utilización de la energía solar mediante sistemas fotovoltaicos, tiene un gran futuro como un tipo de energía alternativa. Además, con el avance de la tecnología se disminuirá el costo por panel, así como su instalación, dando así una mayor accesibilidad para familias de sectores rurales.
- Una de las aplicaciones más importantes de estos sistemas es la electrificación de zonas rurales, en las cuales no es posible hacer llegar la red de energía eléctrica convencional. Por tanto, en estos lugares es mejor instalar sistemas fotovoltaicos donde uno o varios paneles solares carguen baterías para que posteriormente la energía almacenada en estas pueda ser utilizada por dispositivos convencionales (televisiones, radios, fluorescentes, etc).
- La capacitación técnica y adecuada de los pobladores para la utilización, control y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es necesario para el correcto funcionamiento de estos sistemas y puedan cumplir de esta manera con su ciclo de vida útil.
- 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.



- La sostenibilidad de los proyectos tendrá por un lado la participación del Estado en cuanto a los subsidios, y por otro la inteligencia de los propios inversionistas para hacer rentables los proyectos.
- Este proyecto permitirá el desarrollo social, cultural y económico de las comunidades nativas de la cuenca de los ríos Purus y Curanja, mejorando su infraestructura de servicios básicos, sustituyendo las velas o mecheros por el sistema de iluminación fotovoltaica, permitiendo el acceso a la información, a través de la radio y televisión, a una educación de mejor calidad y a la generación de pequeños procesos productivos; utilizando para ello la Energía Solar.
- La sostenibilidad del proyecto solo podrá garantizarse si a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto contamos con un plan de desarrollo comunitario, el cual permitirá que las comunidades beneficiarias se identifiquen con el proyecto, tomando conciencia de su responsabilidad e importancia para el éxito del mismo.
- La provisión de servicios eléctricos rurales no es una empresa complicada, pero requiere considerable experiencia y puede ser muy intensiva en materia de inversión de capital. Estos proyectos son más exitosos cuando las instituciones no se ven sobrecargadas con costosos sistemas administrativos y cuando están bien capacitadas y preparadas para ofrecer un servicio de calidad a precios razonables.



## RECOMENDACIONES

- Los programas deben basarse en el mercado, evitar subsidios continuos y establecer metas para la recuperación de costos y normas mínimas de calidad del servicio con el fin de asegurar la satisfacción del usuario.
- En el proceso actual de descentralización, el Estado debe promover la inversión privada en la electrificación rural.
- Las enseñanzas recogidas del diseño y la implantación de programas de electrificación convencionales deben y pueden aplicarse a los nuevos programas de electrificación mediante energía solar, si se quiere que estos programas alcancen el nivel de autosuficiencia necesario para ingresar al mercado comercial.

## BIBLIOGRAFÍA

- Arán Carrión, J. (2008). *Modelo De Analisis Espacial Para La Evaluación De La Capacidad De Acogida Del Territorio En La Ubicación De Centrales Fotovoltaicas Conectadas A Red*.  
<https://digibug.ugr.es/bitstream/handle/10481/2027/1764625x.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Aristizábal, A. J., Dyner, I., Páez, C. A., & Universidad de Bogota Jorge Tadeo Lozano. (2016). Generación Distribuida De Energía Eléctrica Mediante Energía Solar Fotovoltaica En La Red De Baja Tensión De La Universidad De Bogotá Jorge Tadeo Lozano. In *researchgate.net*. <http://peandes.unex.es>
- Carlos Manuel, G. A., Massipe Cano, I., Rodríguez Rivera, R., Rodríguez Gámez, M., & Vázquez Pérez, A. (2014). Factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red. *Ingeniería Energética*, 35(2), 141–148.  
[http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012014000200007&script=sci\\_arttext&tlng=pt](http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012014000200007&script=sci_arttext&tlng=pt)
- Cayetano, E. M. (2004). La Energía Solar Fotovoltaica En España. *Nimbus: Revista de Climatología, Meteorología y Paisaje*, 0(0), 5–31.  
<http://repositorio.ual.es/bitstream/handle/10835/1443/espejomarin.pdf?sequence=1>
- Cesar Nazario Romero Alegría. (2010). *Estudio Y Análisis De Sistema De Conmutación Automática Con Transferencia De Carga En Paralelo. En Una Red Eléctrica De Baja Tensión*. Universidad Nacional De Ingeniería.
- Daniel, V. V. F. (2015). *Sistema Fotovoltaico Con Interconexión A La Red De Distribución Para Aplicarlo Al Instituto De Desarrollo Empresarial Administrativo*.
- Electricidad, M. D. E. Y. M. D. G. De. (2003). “Bases Para El Diseño De Líneas Y Redes Secundarias Con Conductores Autoportantes Para Electrificación Rural.”
- Electricidad, M. D. E. Y. M. D. G. De. (2014). Reglamento De Paneles Solares Dger. In *Reglamento De Paneles Solares DGER* (Vol. 58, Issue 12, pp. 7250–7257).  
<https://doi.org/10.1128/AAC.03728-14>
- Escobar, A., Torres, A., & Hincapie, R. (2010a). Conexión De Un Sistema Fotovoltaico A La Red Eléctrica. *Scientia Et Technica*, 16(44), 31–36.

<https://doi.org/10.22517/23447214.1751>

Escobar, A., Torres, A., & Hincapie, R. (2010b). Conexión De Un Sistema Fotovoltaico A La Red Eléctrica Connecting photovoltaic systems to the power grid. *Scientia et Technica Año XVI*, 44(0122–1701), 31–36.

<https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4548810.pdf>

Escobar, Á., Torres, C., & Hincapie, R. (2010). Connecting photovoltaic systems to the power grid. In *Scientia et Technica Año XVI* (Vol. 44, Issues 0122–1701).

Espinoza, R., Luque, C., Muñoz, E., Cerón, & De La Casa, J. (2016). Análisis De La Evolución Energética Del Perú: El Papel De La Electricidad Fotovoltaica. In *cer.uni.edu.pe*. <http://cer.uni.edu.pe/wp-content/uploads/2017/10/2.pdf>

Estrada Hernández Diego Esau. (2015). *Analisis Del Método De Enganche De Fase, Para Sincronizar Un Inversor Con Una Red Eléctrica De Baja Tensión*. Instituto Politécnico Nacional Mexico.

Hernández, J. C., & Medina, A. (2006). Conexión De Sistemas Fotovoltaicos A La Red Eléctrica: Calidad De Suministro. In *Revista De Estudios Sobre Sierra Mágina cismamagina.es*. <http://dgfacts.labein.es/dgfacts/index.jsp>

Hernández Mora, J. A. (2012). Metodología Para El Análisis Técnico De La Masificación De Sistemas Fotovoltaicos Como Opción De Generación Distribuida En Redes De Baja Tensión. In *repositorio.unal.edu.co*. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/9970>

Horn, M. (2012). *Tecnología fotovoltaica para una electrificación rural sostenible en países de desarrollo; la experiencia del Perú*. <http://www.guzlop-editoras.com/>

Mérida Rodríguez, M., Lobón y Martín, R., Perles Roselló, M. J., & Universidad de Málaga. (2010). Las plantas fotovoltaicas en el paisaje. Tipificación de impactos y directrices de integración paisajística. *Nimbus: Revista de Climatología, Meteorología y Paisaje*, 25, 129–154.

<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=PU4DCwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA129&dq=centrales+fotovoltaicas&ots=GgpEQZwsn5&sig=7UOJPfmSFHIUcwx60mjIB8wOpGw>

Ministerio de Energía y Minas (Perú)-Suministros. (2011). *Codigo Nacional De Electricidad* (Issue Suministro 2011, p. 323).

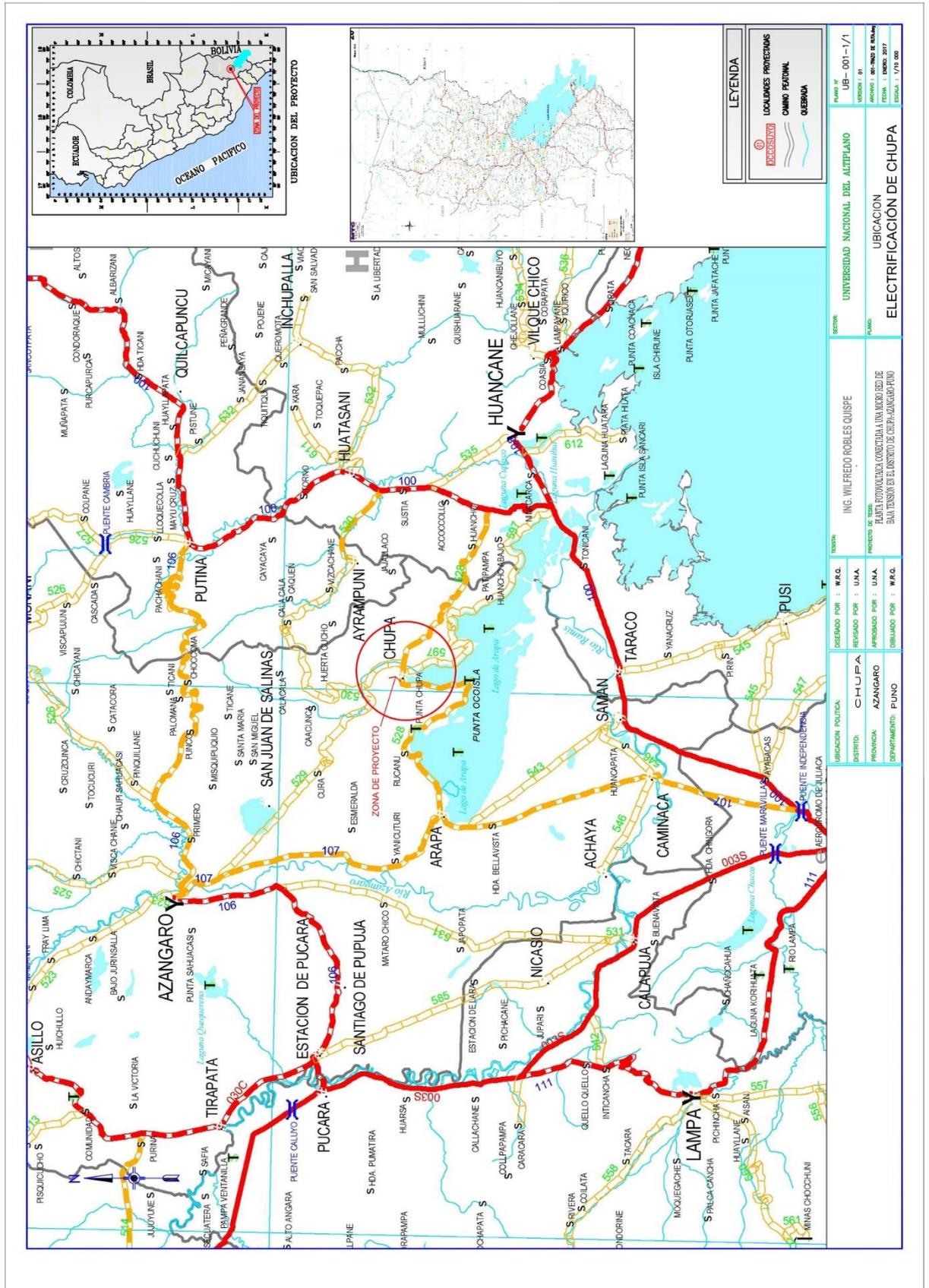
- <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad. (2003). *Norma DGE “Especificaciones técnicas de montaje de líneas y redes primarias para electrificación rural.”*
- Ministerio de Energía y Minas (Perú). Dirección General de Electricidad. (2007). *Reglamento técnico. Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.* 35.
- Portabella Cilveti, I. (2010). *Proceso De Creación De Una Planta Solar Fotovoltaica Conectada A Red.* [https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10756/PFC\\_Ixtebe\\_Portabella\\_20100830.pdf](https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10756/PFC_Ixtebe_Portabella_20100830.pdf)
- Raquel Clemente, A. (2006). *Diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica e integrada en un edificio industrial* (pp. 1–84). <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/2925>
- Rodríguez, D. R. C. (2014). *Diseño De Una Planta Solar Foto Voltaica De 200kw Conectado A La Red De Media Tensión En El Departamento De Ica.* Universidad Nacional De Ingenieria.
- Sánchez Reinoso, C. R., Milone, D. H., Buitrago, R. H., & IEEE. (2009). Desarrollo de un Modelo para estudio de Centrales Fotovoltaicas bajo Diferentes Configuraciones. In *sinc.unl.edu.ar*. [http://sinc.unl.edu.ar/sinc-publications/2009/SMB09a/sinc\\_SMB09a.pdf](http://sinc.unl.edu.ar/sinc-publications/2009/SMB09a/sinc_SMB09a.pdf)
- Serván Sócola, J. (2014). Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red. *Universidad de Piura, 0(0)*, 1–166. <https://pirhua.udep.edu.pe/handle/11042/2038>
- Tipo, E.-A., & Post, L. (2003). *Norma Dge “Especificaciones Técnicas Para El Suministro De Materiales Y Equipos De Líneas Y Redes Primarias Para Electrificación Rural .”*
- Vera Fernandez, J. (2009). *Diseño De Una Instalación Fotovoltaica De 10 Kwp Conectada A La Red De Baja Tension.* <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/8912>
- Vilar, D., Velo, E., Escobar, R., Ramírez, J., & Sneij, J. (2006). CEDECAP:



Desarrollando las capacidades en gestión de sistemas energéticos aislados en la zona andina. In *CEDECAP upcommons.upc.edu*.  
<https://upcommons.upc.edu/handle/2117/26559>

# ANEXOS

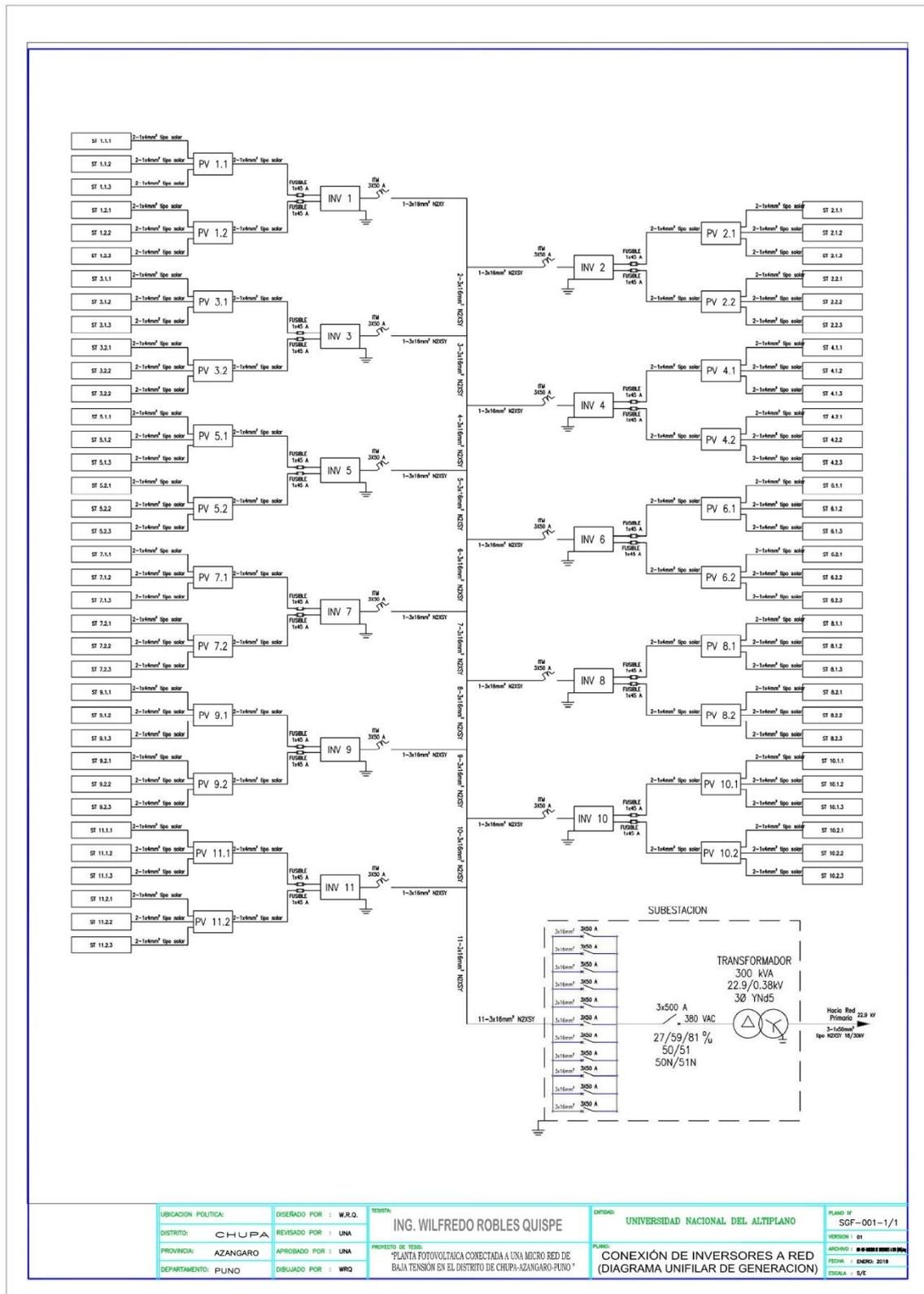
ANEXO 1. UB-01 Plano de ubicación del proyecto.



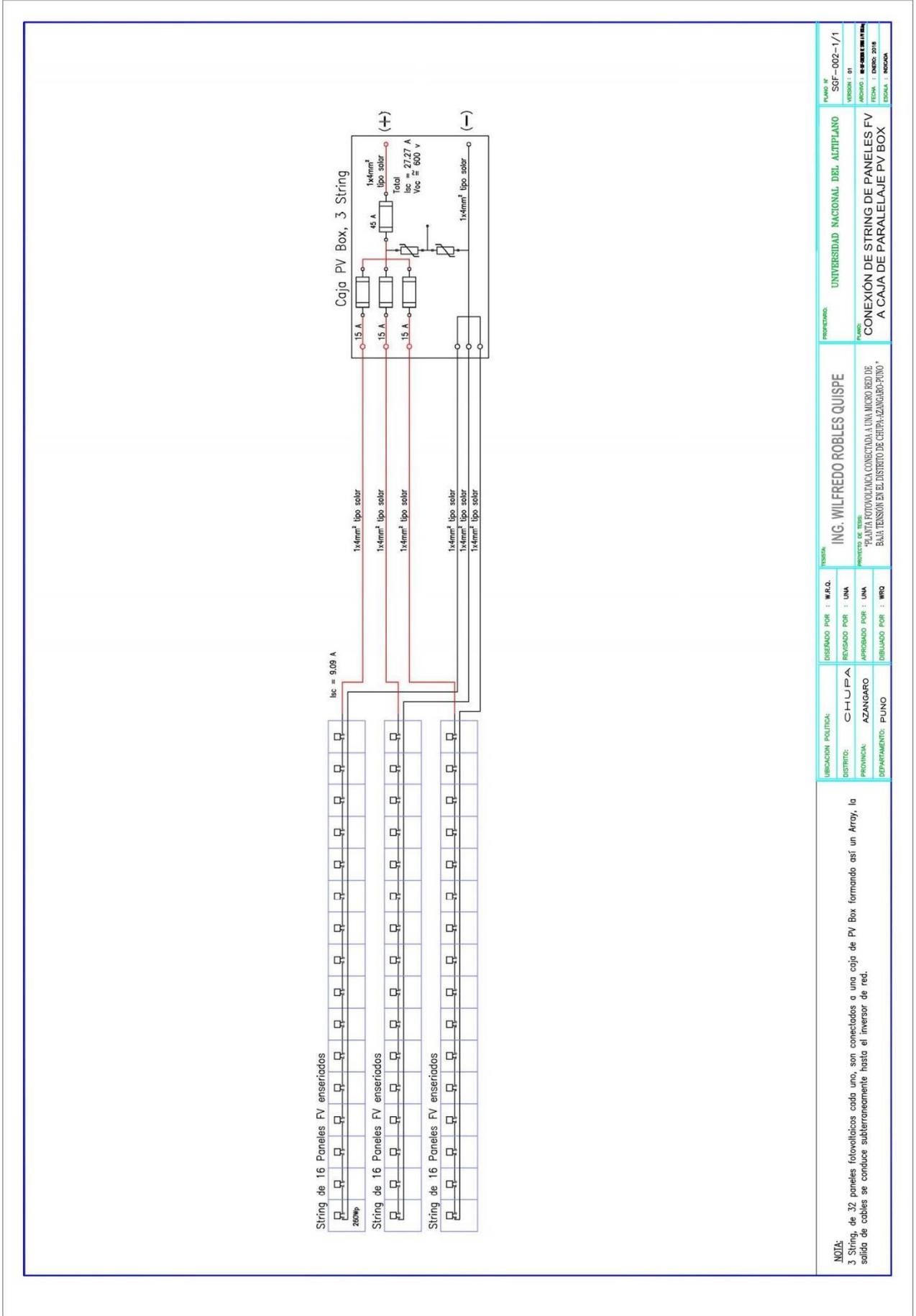
ANEXO 2. PV-01 Vías de Acceso al Proyecto.

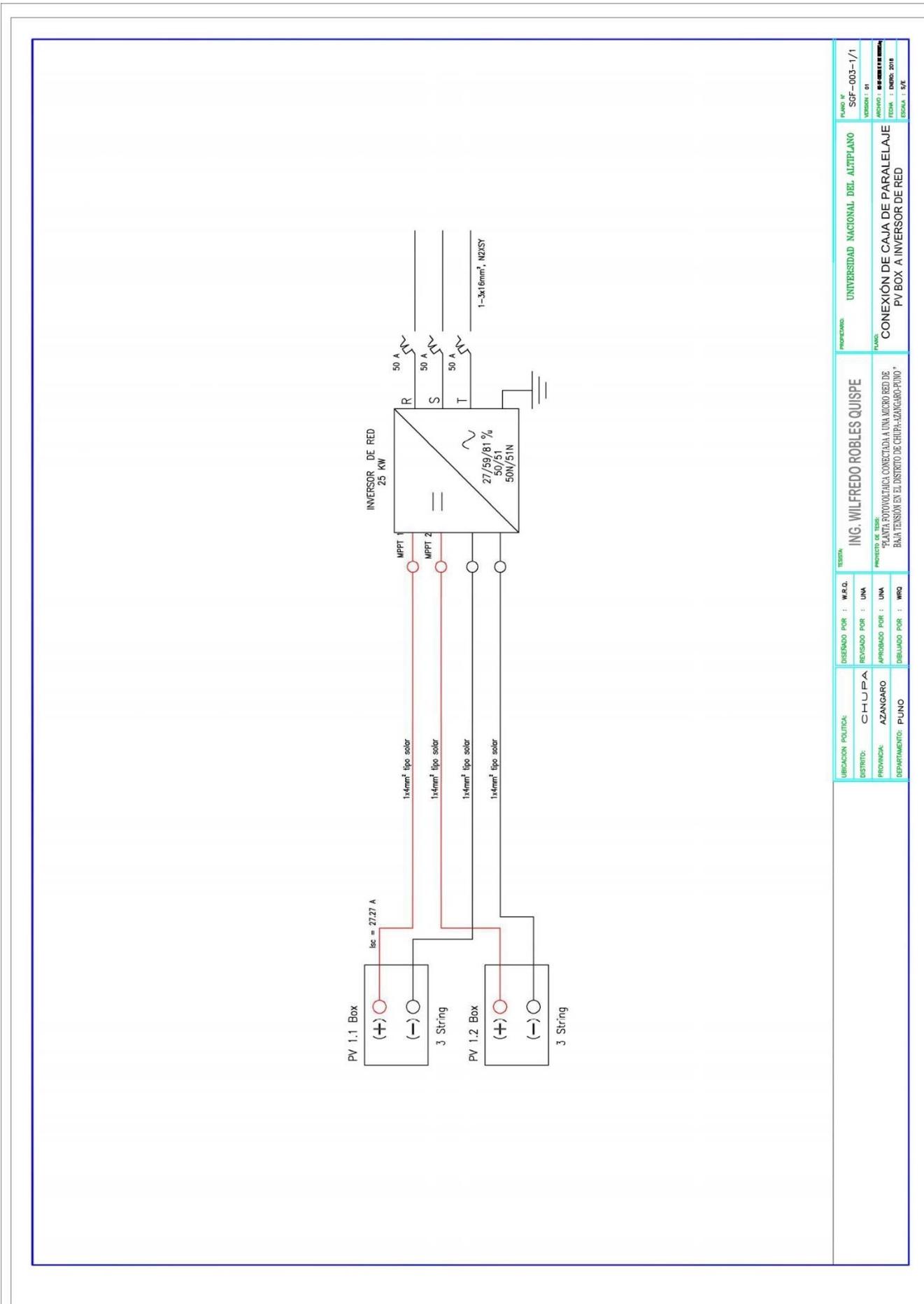


ANEXO 3. Conexión de inversores a red.



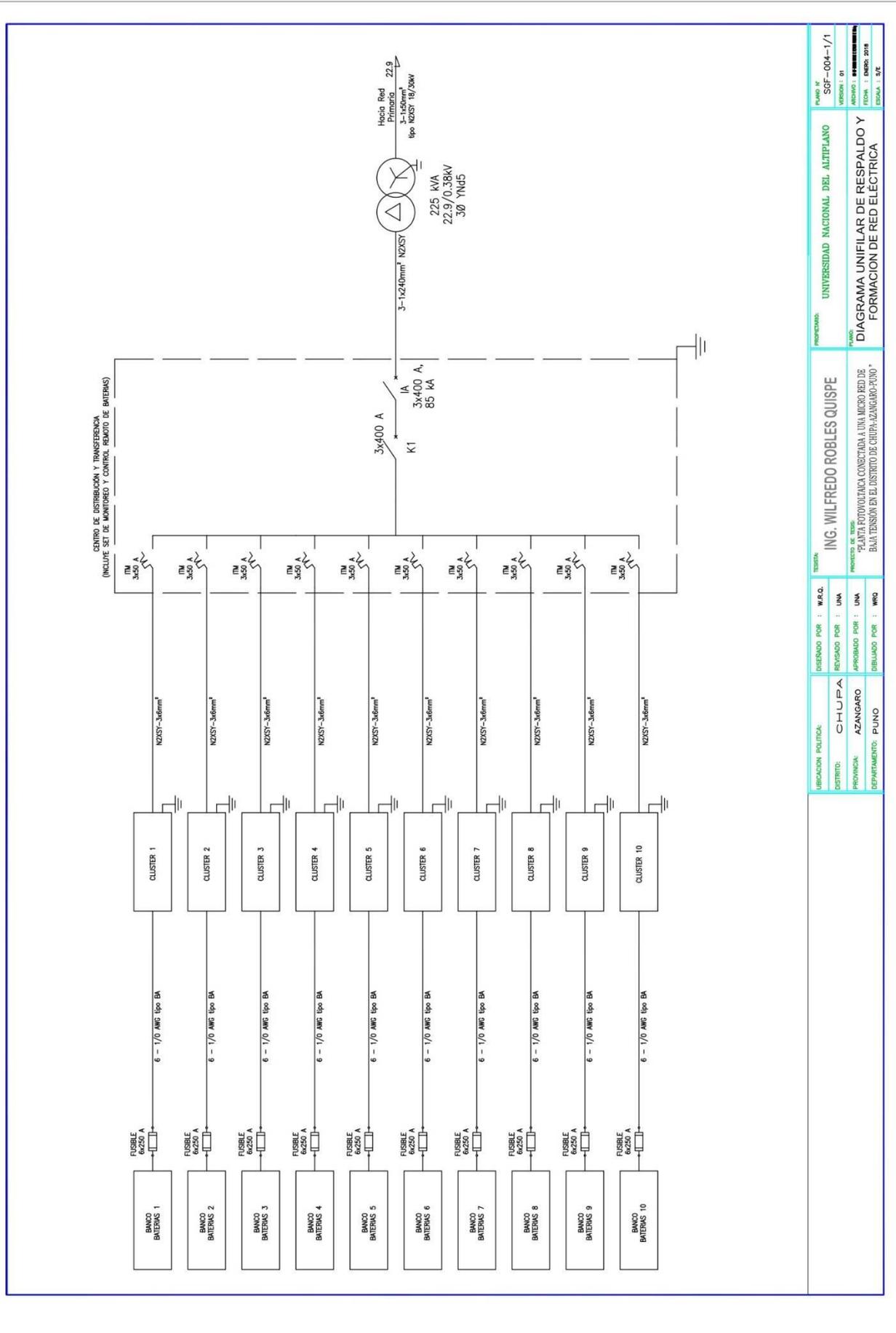
ANEXO. 4 Conexión de String de paneles FV a caja de paralelaje PV Box.





UBICACION POLITICA: DISTRITO: CHUPA PROVINCIA: AZANGARO DEPARTAMENTO: PUNO	DESIGNADO POR : W.R.Q. REVISADO POR : UNA APROBADO POR : UNA DEBILADO POR : WRQ	TESISA ING. WILFREDO ROBLES QUISPE PROYECTO DE TESIS: "PLANTA FOTOVOLTAICA, CONECTADA A UNA MICRO RED DE BAJA TENSION EN EL DISTRITO DE CHUPA-AZANGARO-PUNO"	UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO CONEXIÓN DE CAJA DE PARALELAJE PV BOX A INVERSOR DE RED	PLANO N° SGF-003-1/1 VERSION: 01 ARCHIVO: 22-08-2018 FECHA: 22-08-2018 ESCALA: 1:50
---	--	---	---	--

ANEXO 6. Diagrama unifilar de respaldo y formación de red eléctrica.



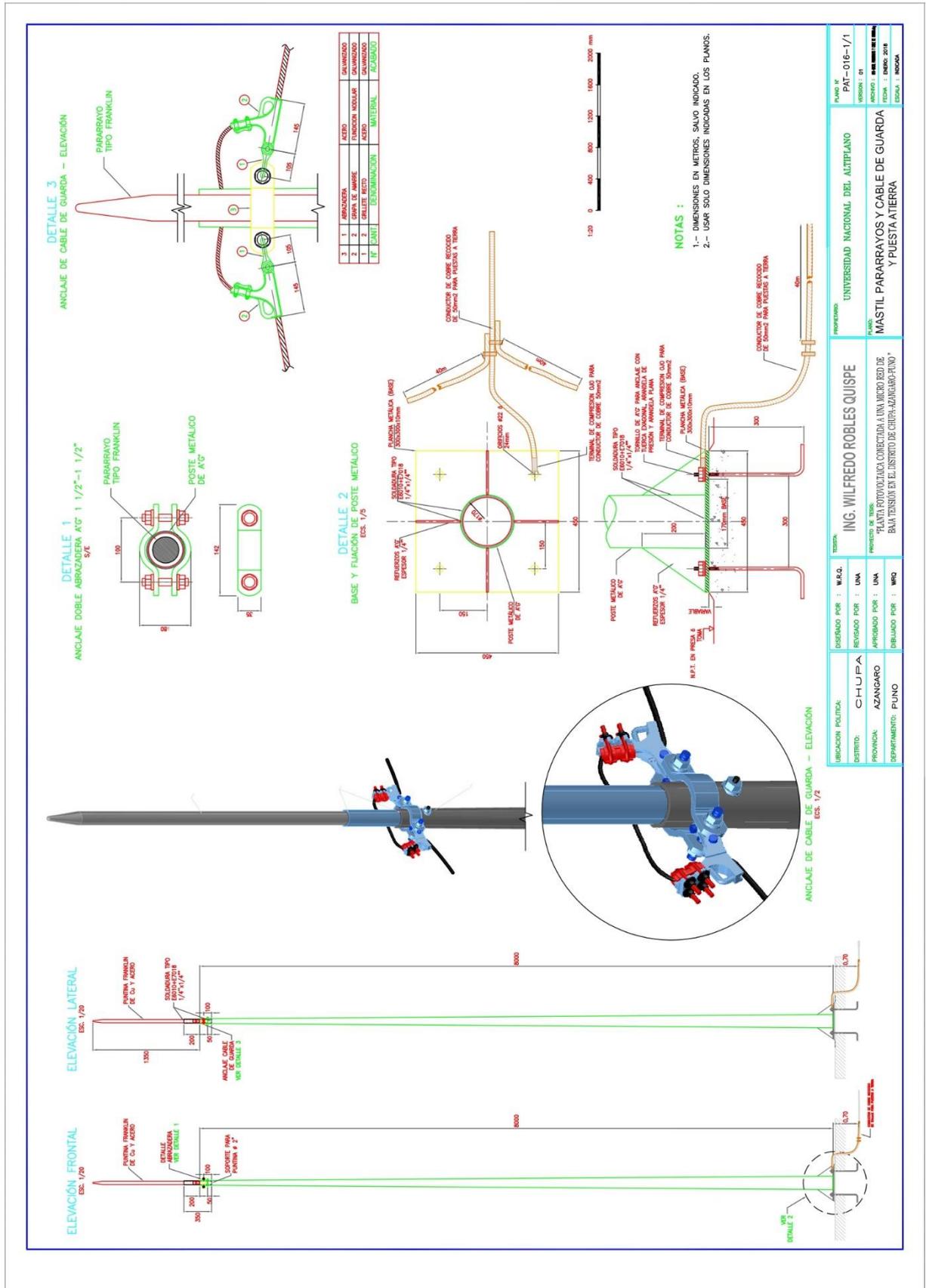
UBICACION POLITICA:	CHUPA	DISEÑADO POR :	M.F.A.G.	REVISADO POR :	M.F.A.G.	FECHA:	2018
DISTRITO:	CHUPA	REVISADO POR :	UNA	REVISADO POR :	UNA	FECHA:	2018
PROVINCIA:	AZANGARO	APROBADO POR :	UNA	APROBADO POR :	UNA	FECHA:	2018
DEPARTAMENTO:	PUNO	DESEÑADO POR :	WRO	REVISADO POR :	WRO	FECHA:	2018
AUTORIA:		ING. WILFREDO ROBLES QUISPE		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO		PUNO N°	
TITULO:		PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA A UNA MICRO RED DE BAJA TENSION EN EL DISTRITO DE CHUPA-AZANGARO-PUNO		DIAGRAMA UNIFILAR DE RESPALDO Y FORMACION DE RED ELECTRICA		SGF-004-1/1	
AUTORIA:		ING. WILFREDO ROBLES QUISPE		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO		VERSION: 01	
FECHA:		2018		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO		FECHA: 2018	
FECHA:		2018		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO		EDICION: 1/1	



ANEXO 8. Distribución de paneles.

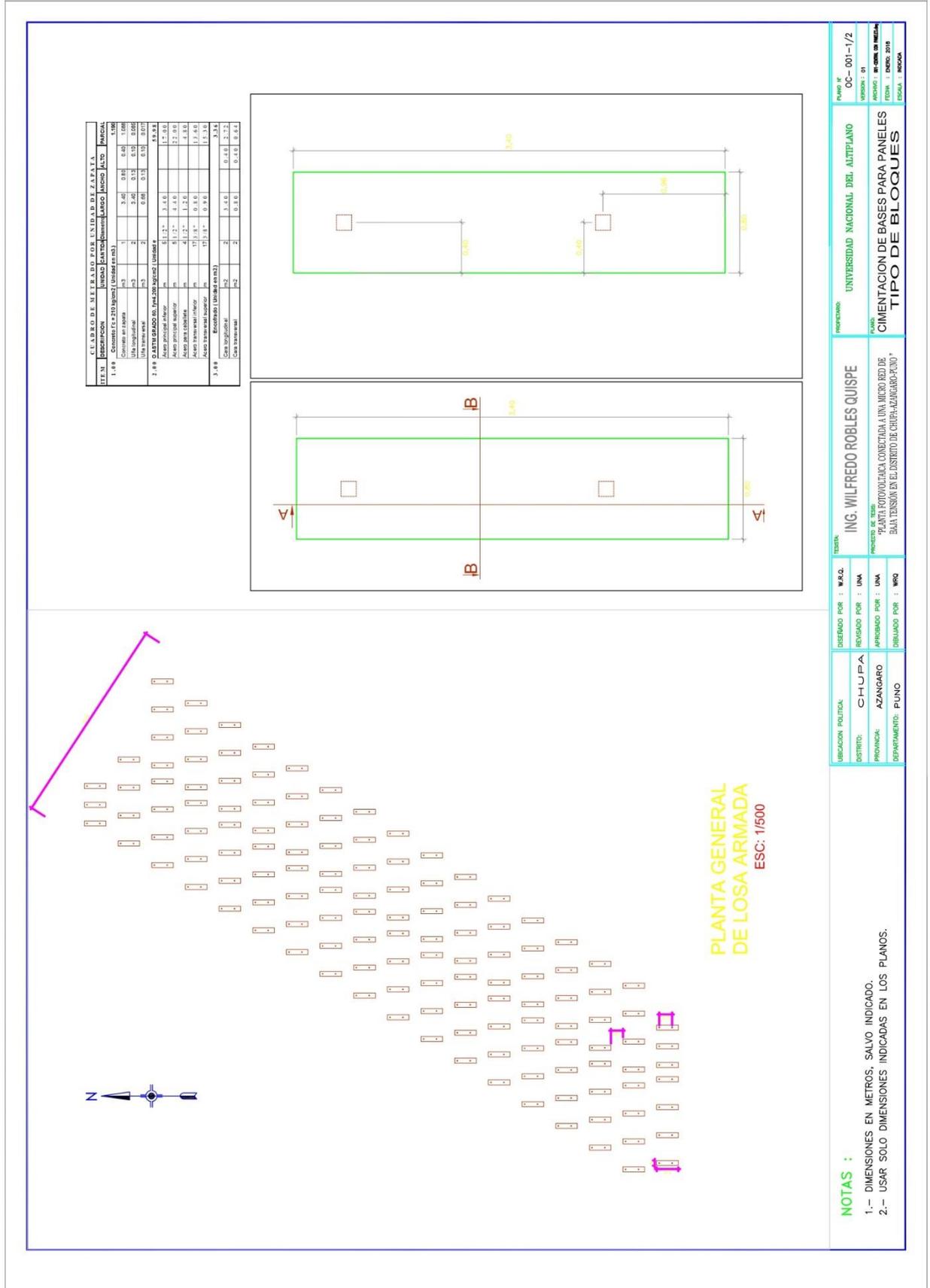


ANEXO 9. Mastil pararrayos y cable de guarda.



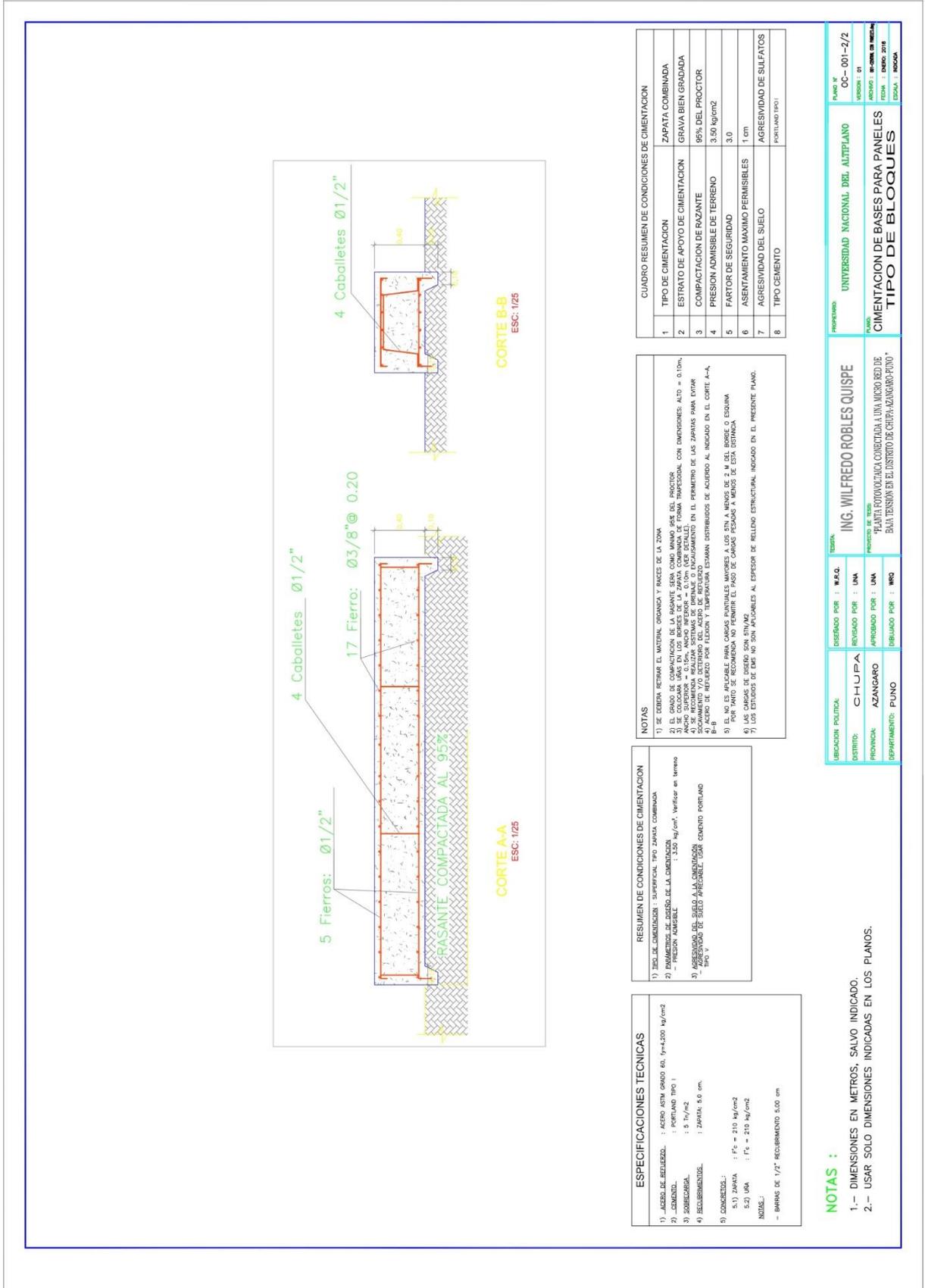
ANEXO 10. Cimentación para paneles – tipo de bloques 1.

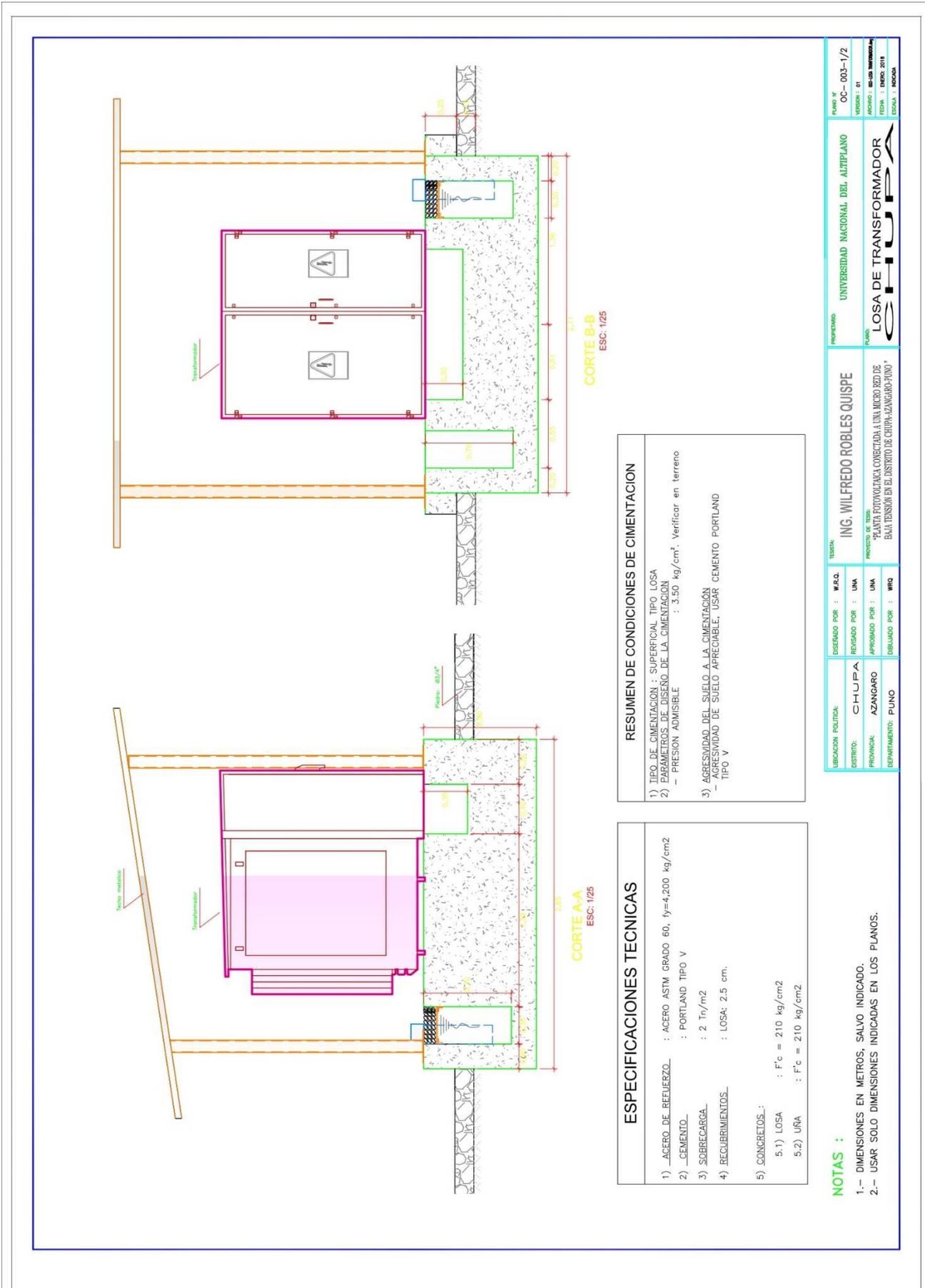
Anexo



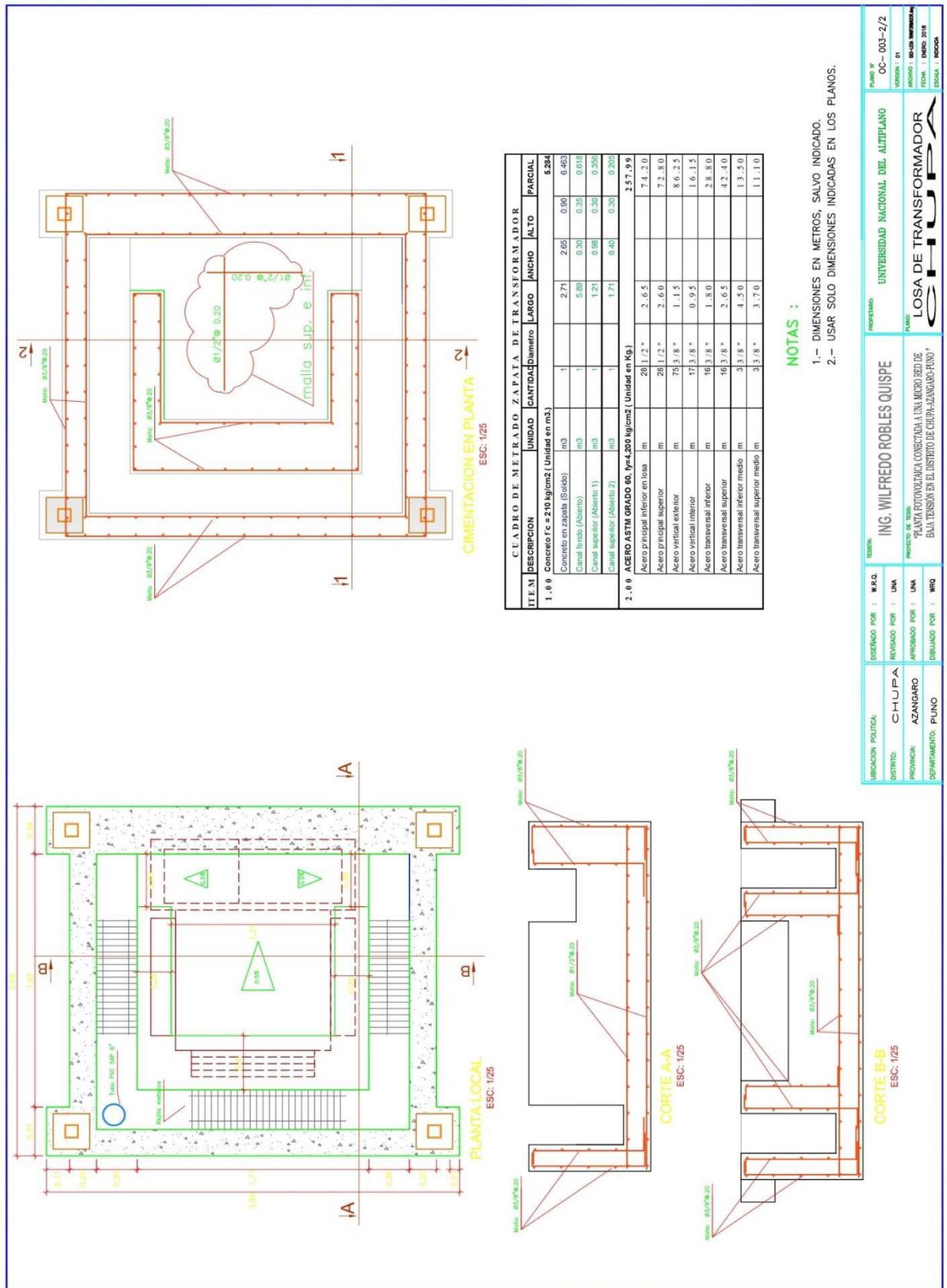
ANEXO 11. Cimentación para bases para paneles – tipo de bloques 2.

Anexo

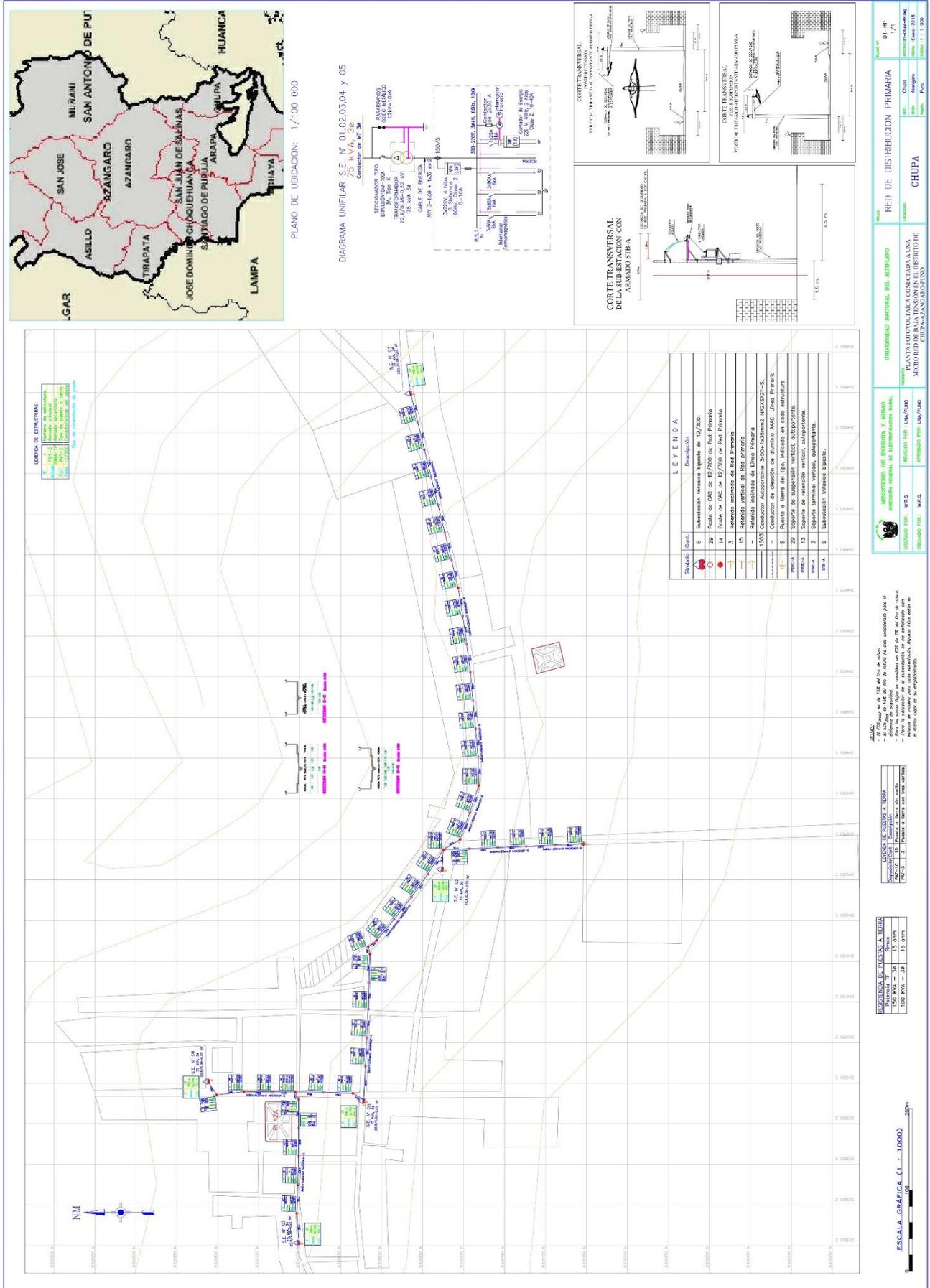




ANEXO 13. Losa de transformador- Chupa 2.

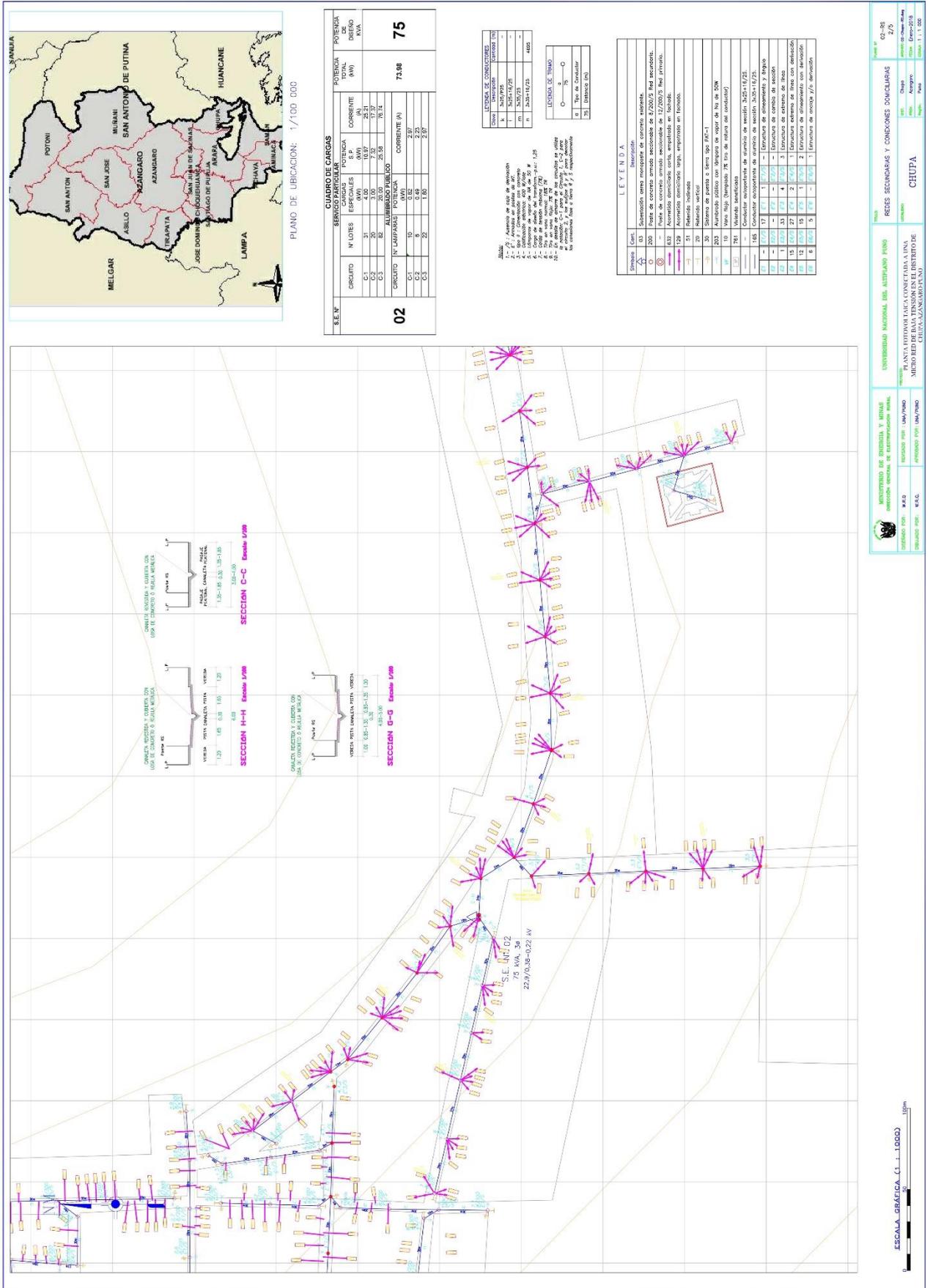


ANEXO 14. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red primaria.





ANEXO 16. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 2.



ANEXO 17. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 3.





ANEXO 19. Planta fotovoltaica conectada a una micro red de baja tensión en el distrito de Chupa – Red secundaria 4.

