

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS:**

---

**“ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE  
AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y  
USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON  
INTERNACIONAL CUSCO”**

---

**Presentado por:**

**Br. Vladimir Tito Quispe Gutiérrez.  
Br. Alex Junior Poccori Escalante.**

**Para optar título profesional de  
Ingeniero electricista.**

**Asesor: MSc. Ing. Edgar Z. Alarcón Valdivia.**

**CUSCO – PERÚ  
2021**

## **PRESENTACIÓN.**

Señor: Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,  
Informática y Mecánica.

Señores: Miembros del Dictamen de Tesis:

De conformidad al Reglamento de Grados y Títulos de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica y para optar al título profesional de ingeniero electricista, ponemos a vuestra consideración la presente tesis intitulada:

### **“ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO”**

Dicho estudio de tesis, se encuentra dentro del marco de las energías renovables. Se sabe que el Perú es un país mega diverso con enormes potenciales energéticos, frágil al cambio climático, altas montañas, tropicales, altas irradiaciones que a consecuencia trae los recursos energéticos renovables como es la solar y que estas energías son tan amigables con el medio ambiente. A sabiendas que el uso eficiente de la energía eléctrica es de vital importancia y que actualmente el costo por la tarifa eléctrica es elevado. Con este estudio demostramos que la utilización del sistema fotovoltaico siendo esta una energía limpia y renovable trae muy buenas expectativas para cubrir la demanda actual, a futuro y al bajo costo del instituto.

Por otra parte, se pretende inyectar la energía sobrante a la red, caso contrario la parte necesaria demandada por el instituto sean consumidas de la red, y así satisfacer la demanda reduciendo el pago por la tarifa eléctrica.

Este estudio de tesis, se basa en dar una de las muchas alternativas existente para incrementar la oferta de energía eléctrica limpia en base a un sistema solar fotovoltaico con ideas de conexión a la red eléctrica de distribución de baja tensión en 220 V trifásico, perteneciente al alimentador DO-05, nodo de conexión N° 007456, cuya ubicación se encuentra en el departamento del Cusco, provincia del Cusco, distrito Wánchaq.

ATENTAMENTE.

Br. Vladimir Tito Quispe Gutiérrez.

Br. Alex Junior Poccoiri Escalante.

La primera regla del éxito es una buena preparación permanente y si puedes soñarlo puedes lograrlo, ten fe y confianza en ti.

## **DEDICATORIA**

Dedico con todo mi amor la presente tesis a mis padres Doris y Tito por su paciencia y ejemplo, a mis hijos María Belén, Diego Joaquín, Nicolás Vladimir, Marcelo Sebastián y Sebastián Valentino por ser mi inspiración, motivo y orgullo, a mi hermana Maristher, a mi suegra Emmi por su amor incondicional, a mis abuelitos que desde el cielo me guían.

Y muy especialmente a mi amada esposa Karla con quien compartimos sueños, caminamos juntos en este viaje de la vida y por ser la luz que hace que mis días sean maravillosos.

Ustedes han sido el impulso que me ha guiado en este proceso, es cierto no ha sido fácil, pero con vuestro cariño, apoyo y compañía todo es posible.

Que Dios los bendiga.

Vladimir Tito Quispe Gutiérrez.

Esta tesis está dedicada a Dios quien ha sido mi guía, fortaleza, y amor han estado conmigo hasta el día de hoy.

A mis padres Georgina y Juan quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía. De no temer las adversidades.

A mis hermanos Jonathan, Juan Diego y Vanessa, por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a todos mis amigos y enamorada, por apoyarme cuando más los necesite, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día, de verdad mil gracias, siempre los

Alex Junior Poccori Escalante.

## **AGRADECIMIENTO**

Al finalizar mi tesis expreso mi profundo agradecimiento a Dios por todas sus bendiciones, a mis docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica por su apoyo invaluable, a toda mi familia, a todos quienes hicieron posible la realización de mi tesis y finalmente quiero expresar mi reconocimiento a mi Universidad San Antonio Abad del Cusco

Gracias totales.

Vladimir Tito Quispe Gutiérrez.

A mi familia, por haberme dado la oportunidad de formarme en esta prestigiosa universidad y haber sido mi apoyo durante todo este tiempo.

De manera especial a mi asesor de tesis y docentes de la escuela profesional; por haberme guiado, no solo en la elaboración de este trabajo de tesis, sino a lo largo de mi carrera universitaria y haberme brindado el apoyo para desarrollarme profesionalmente y seguir cultivando mis valores.

A la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, por haberme brindado tantas oportunidades y enriquecerme en conocimiento.

Alex Junior Poccoiri Escalante.

## INTRODUCCIÓN.

El concepto de generación fotovoltaica con conexión a la red eléctrica (SFCR), se enfoca en emplear pequeñas plantas de generación de energía aprovechando la radiación solar que se localizan cerca de una red, en este caso de baja tensión. Dicha generación puede abarcar el uso de recursos renovables, la instalación de generadores o el uso de bancos de baterías. Los beneficios de la implementación del SFCR en los sistemas eléctricos se ven reflejados en la reducción de los costos de la expansión del sistema de distribución, y hasta podemos decir transmisión, la reducción de pérdidas en las líneas, el mejoramiento de la sensibilidad y la confiabilidad del sistema y la descentralización de la generación permitiendo la generación en sitio. Con la implementación de estos sistemas se espera que no solo los generadores inyecten potencia a la red, sino que también los usuarios participen en la generación de energía a baja escala para desarrollar sus propios sistemas de generación fotovoltaicas con conexión a la red eléctrica.

La energía generada, empleando paneles solares que aprovechan el efecto fotovoltaico consiste en una forma limpia y eficiente de emplear una de las fuentes renovables más abundantes en nuestro universo, dicha forma de generar energía surge como alternativa en un mundo en donde cada vez se busca depender menos de los hidrocarburos con el fin de disminuir la emisión de gases que facilitan el calentamiento global.

El desarrollo de la electrónica de potencia y la creciente necesidad por tener un sistema eléctrico en el que se involucre el sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica (SFCR), facilitan la implementación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En el presente estudio de tesis abarca el dimensionamiento y la simulación de un arreglo de paneles solares o sistemas PV, mediante el Software DIGSILNET versión 15.1.7, conectados a la red de distribución trifásico de baja tensión en 220 V. Las simulaciones realizadas nos permitieron saber el comportamiento del flujo de potencia con y sin la conexión a la red de distribución, posteriormente evaluar los posibles impactos o cambios que pueda tener en la operación fotovoltaica – red.

Teniendo en cuenta los conceptos mínimos para poder dimensionar y evaluar dichos cambios o impactos que puedan causar la conexión fotovoltaica, la presente tesis tiene los siguientes capítulos:

- I. Aspectos Generales.
- II. Marco Normativo – Teórico.
- III. Diagnóstico y Evaluación del Desempeño Energético – Auditoria Energética del Instituto.
- IV. Diseño del Dimensionamiento de Paneles Solares y Control Operacional de la Eficiencia Energética.
- V. Modelamiento Pre-Operativo de la Generación Fotovoltaica Conectada a la Red de Baja Tensión y el Impacto que Produce.
- VI. Evaluación Económica.

Conclusiones, Recomendaciones, Sugerencias y Bibliografías base como resultado final del estudio de tesis.

A continuación, se resume los seis capítulos que se desarrolló en el estudio de tesis.

**Capítulo I:** El contenido de este capítulo, abarcan los antecedentes, el planteamiento del problema, formulación del problema, los objetivos, justificaciones, alcances, limitaciones, las hipótesis, variables para terminar con la metodología de investigación.

Cabe mencionar dentro de este capítulo se desarrollaron también el tratamiento de datos, las herramientas para el procesamiento de datos, análisis de datos y la matriz de consistencia.

**Capítulo II:** Se da a conocer las normativas existentes y que tienen relación con nuestro tema, se desarrolló la parte teórica de los principales conceptos relacionados al tema como la radiación solar, el efecto fotovoltaico, paneles con conexiones a la red eléctrica, arreglos o conexiones de paneles fotovoltaicos y las conexiones PV a la red eléctrica.

**Capítulo III:** En este capítulo, se diagnostica mediante cuadros esquemas la instalación actual existente, el consumo de la demanda eléctrica, descripción de los equipos eléctricos existentes y porcentaje de consumo eléctrico.

**Capítulo IV:** Aquí, se desarrolla el dimensionamiento propio de la generación fotovoltaica iniciando con la evaluación de la radiación solar incidente, cálculo de la carga diario demanda eléctrica de la institución, metodología para el dimensionamiento de paneles, determinación de la energía producida por los módulos fotovoltaicos, datos técnicos de paneles solares e inversores, validación y comparación de resultados y el esquema unifilar.

**Capítulo V:** En el presente capítulo, se desarrolla el estudio técnico del modelamiento operativo de la conexión fotovoltaica-red eléctrica en BT, perteneciente al alimentador DO-05, nodo BT N° 007456, los criterios técnicos requerido, el software utilizado, análisis de flujo de potencia, corto circuito, transitorios, con y sin interconexión, para finalmente obtener resultados comparativos y mostrarlos en tablas, cuadros y gráficas.

**Capítulo VI:** Se ha desarrollado la evaluación económica demostrando los indicadores económicos como VAN, TIR, B/C.

Y finalmente las conclusiones propias de la tesis conjuntamente con las recomendaciones, la bibliografía base utilizada y los anexos.

## RESUMEN EJECUTIVO.

El estudio de tesis del sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica (SFCR), tiene una potencia instalada de 27.30 kW, que fue dimensionada para una carga instalada de 75.533 kW/día a una radiación solar incidente de 3.472 kWh/m<sup>2</sup>/día, con las siguientes características:

Se simularon los eventos de la conexión fotovoltaica en el software DigSILENT versión 15.1.7 en diferentes escenarios, con y sin el SFCR, dicha incorporación, mejora la cargabilidad del sistema y en cuanto al flujo de potencia tiende a cambiar de sentido de dirección, lo cual significa que hay aportación de potencia a la red.

Se puede observar la disminución de pérdidas en las líneas y transformadores y a aliviar su carga, ya que la energía no tiene que ser aportada totalmente por ELSE, lo cual permite que fluya potencia hacia otras zonas que la demanden.

En dicha simulación se observa la aportación de corriente de falla mínima, esto se debe en parte a que los paneles solares no pueden aportar mucha más energía de la que están generando, es decir, su corriente de corto circuito está muy cerca de la corriente nominal, y además la instalación fotovoltaica tiene incorporado un inversor que limita esta corriente. Con este tipo de generación más bien es necesario proteger a los inversores de las corrientes de falla provenientes de la red que pudieran dañarlos. Prácticamente existen pequeños transitorios respecto a la inyección de la corriente, después de milisegundo estas vuelven a ser ondas sinusoidales sin perturbaciones ni armónicos.

Como opción de eficiencia energética ya que la que predomina es la iluminación, se propone una tecnología led con una alternativa de bajar más el consumo eléctrico.

Finalmente, los indicadores económicos del proyecto de tesis a una irradiación de diseño son: VAN = \$4,790.93, TIR = 13.26%, B/C = 5.00, por otro lado, para irradiaciones disponibles son: VAN = \$21,086.98, TIR = 17.31% Y B/C = 6.59.

## CONTENIDO DE LA TESIS:

**PRESENTACIÓN.**

**DEDICATORIA.**

**AGRADECIMIENTO.**

**INTRODUCCIÓN.**

**RESUMEN EJECUTIVO.**

**GLOSARIO DE TÉRMINOS.**

<b>1.</b>	<b>CAPÍTULO I .....</b>	<b>1</b>
<b>1.</b>	<b>ASPECTOS GENERALES.....</b>	<b>1</b>
1.1.	Nombre del Proyecto de Tesis.....	1
1.2.	Responsables.....	1
1.3.	Ámbito Geográfico .....	1
1.4.	El Problema. ....	3
1.4.1.	Planteamiento del problema. ....	3
1.4.2.	Formulación del problema. ....	10
1.4.2.1.	<i>Problema general.</i> .....	10
1.4.2.2.	<i>Problemas específicos.</i> .....	10
1.4.3.	Objetivos. ....	10
1.4.3.1.	<i>Objetivo general.</i> .....	10
1.4.3.2.	<i>Objetivos específicos.</i> .....	10
1.5.	Justificación. ....	11
1.5.1.	Justificación técnica y tecnológica. ....	11
1.5.2.	Justificación teórica.....	11
1.5.3.	Justificación metodológica.....	11
1.5.4.	Justificación práctica.....	12
1.6.	Alcances y Limitaciones del Proyecto de Tesis. ....	12
1.6.1.	Alcances .....	12
1.6.2.	Limitaciones .....	12
1.7.	Marco Teórico.....	13
1.7.1.	Antecedentes.....	13

1.7.2.	Hipótesis.....	14
1.7.2.1.	<i>Hipótesis general.</i> .....	14
1.7.2.2.	<i>Hipótesis específica.</i> .....	14
1.7.3.	Variables.....	14
1.7.3.1.	<i>Variables dependientes</i> .....	14
1.7.3.2.	<i>Variables independientes.</i> .....	14
1.7.4.	Indicadores.....	14
1.7.5.	Operacionalización de variables. ....	15
1.8.	Metodología.....	17
1.8.1.	Tipo de investigación. ....	17
1.8.2.	Enfoque de la investigación. ....	17
1.8.3.	Diseño de la investigación. ....	17
1.8.4.	Población y muestra. ....	18
1.8.4.1.	<i>Población.</i> .....	18
1.8.4.2.	<i>Muestra.</i> .....	18
1.8.5.	Técnicas y recolección de datos.....	18
1.9.	Tratamiento de Datos .....	18
1.10.	Herramientas para el Procesamiento de Datos .....	19
1.11.	Análisis de Datos .....	19
1.12.	Matriz de Consistencia. ....	19
<b>2.</b>	<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>22</b>
<b>2.</b>	<b>MARCO NORMATIVO - TEÓRICO.</b> .....	<b>22</b>
2.1.	Introducción. ....	22
2.2.	Marco Normativo.....	23
2.2.1.	Marco legal peruano de energías renovables. ....	23
2.2.2.	Análisis del D.L. N° 1002 (RER).....	23
2.2.3.	Análisis del D.L. N° 1221 (Conexión a la red pública con energías renovables)....	24
2.2.4.	Critica del D.L. N° 1221 (Conexión a la red pública con energías renovables).....	25
2.2.5.	Subastas RER.....	25
2.2.6.	Marco legal español. ....	26
2.2.7.	Controversias técnicas y legales del momento al 2021. ....	31
2.3.	Marco Teórico.....	38
2.3.1.	Recursos energéticos renovables.....	38

2.3.1.1.	<i>Energía hidráulica.</i>	38
2.3.1.2.	<i>Energía solar.</i>	38
2.3.1.3.	<i>Energía eólica.</i>	39
2.3.1.4.	<i>Energía geotérmica.</i>	39
2.3.1.5.	<i>Energía mareomotriz.</i>	39
2.3.1.6.	<i>Biomasa.</i>	40
2.3.2.	Plan energético nacional.	40
2.3.3.	Energía solar fotovoltaica SEIN.	40
2.3.4.	Energía solar.	41
2.3.5.	Instrumentos de medición.	42
2.3.6.	Radiación solar.	43
2.3.6.1.	<i>Componentes de la radiación solar.</i>	43
2.3.7.	Irradiación.	45
2.3.8.	Hora pico del sol (HPS).	45
2.3.9.	Altura solar H, el azimut $\alpha$ y la inclinación $\beta$ .	46
2.3.10.	Insolación.	47
2.3.11.	Cartas solares.	48
2.4.	Clasificación de la Operación de un Sistema Fotovoltaico.	48
2.4.1.	Sistemas aislados.	48
2.4.2.	Sistemas híbridos.	49
2.4.3.	Sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica (SFCR).	50
2.4.3.1.	<i>Componentes principales del sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica.</i>	50
2.4.3.2.	<i>Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica instantáneos.</i>	51
2.4.3.3.	<i>Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica con acumulación.</i>	52
2.4.3.4.	<i>Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica sin limitación de carga.</i>	52
2.4.3.5.	<i>Características de los diferentes grupos de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica.</i>	52
2.4.3.6.	<i>Elementos de Medida.</i>	53
2.4.3.7.	<i>Funcionamiento de la instalación fotovoltaica conectada a la red.</i>	55
2.4.3.8.	<i>Ubicación del inversor, las protecciones y el medidor.</i>	56
2.4.3.9.	<i>Elementos de protección a usar en el sistema fotovoltaico de conexión a la red.</i>	57
2.4.3.10.	<i>Ubicación y estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.</i>	58

2.4.3.11. <i>Inversor</i> .....	59
2.4.3.12. <i>Centro de control</i> .....	59
2.4.4. Parámetros característicos de un sistema fotovoltaico.....	60
2.4.5. Curvas características.....	61
2.4.6. Arreglo o conexiones de paneles solares.....	62
2.4.6.1. <i>Conexión en serie (incrementa el voltaje)</i> .....	62
2.4.6.2. <i>Conexión en paralelo (incrementa la corriente)</i> .....	63
2.4.7. Conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica en BT.....	64
2.4.8. Recomendación para el dimensionamiento del sistema PV.....	67
2.5. Efectos con la Integración del Sistema Fotovoltaico a la Red Eléctrica.....	67
2.6. Uso Eficiente de la Energía.....	68
2.6.1. Importancia de la eficiencia energética.....	69
2.6.2. Objetivos de la eficiencia energética.....	70
2.6.3. Ahorro de energía eléctrica.....	70
2.6.4. Importancia del ahorro de energía eléctrica.....	71
2.6.5. Pautas para lograr un ahorro de energía.....	71
2.6.6. Programas para el uso eficiente de la energía.....	72
2.6.6.1. <i>Aprovechamiento de la luz natural</i> .....	72
2.6.6.2. <i>Uso eficiente de la luz</i> .....	72
2.6.6.3. <i>Mantenimiento de lámparas</i> .....	72
2.6.6.4. <i>Zonificación y horarios</i> .....	73
2.6.6.5. <i>Iluminación localizada</i> .....	73
2.6.6.6. <i>Concientización de los trabajadores</i> .....	73
2.6.6.7. <i>Reducir el uso de aires acondicionados</i> .....	73
2.6.6.8. <i>Activar las funciones de ahorro de energía</i> .....	73
2.6.6.9. <i>Desconcertar pantalla</i> .....	73
2.6.6.10. <i>Reducción brillo en las pantallas</i> .....	73
2.6.6.11. <i>Compra eficiente de equipos</i> .....	74
2.6.6.12. <i>Utilizar el correo electrónico y la intranet</i> .....	74
2.6.6.13. <i>Apagar los equipos en desuso</i> .....	74
2.6.6.14. <i>Desconexión de lámparas</i> .....	74
2.6.6.15. <i>Apagar Impresora en fines de semana y noche</i> .....	74
2.6.6.16. <i>Operación de hornos en plena carga de cafeterías</i> .....	74

2.6.7.	Implementación de metodologías del programa.....	74
2.6.8.	Otras posibilidades de ahorro de energía.....	75
2.6.8.1.	<i>Tecnología led como eficiencia en la iluminación del instituto.....</i>	<i>75</i>
2.6.8.2.	<i>Ventajas y desventajas en la utilización de iluminación convencional y la tecnología led.</i>	<i>76</i>
2.6.8.3.	<i>Equivalencia de ahorro energético entre las luminarias tradicionales y el led.....</i>	<i>83</i>
<b>3.</b>	<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>84</b>
<b>3.</b>	<b>DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO – AUDITORIA ENERGÉTICA DEL INSTITUTO.....</b>	<b>84</b>
3.1.	Diagnóstico y Evaluación del Desempeño Energético del Instituto.....	84
3.1.1.	Descripción de los equipos eléctricos existentes.....	84
3.1.2.	Diagrama unifilar y de carga del instituto.....	87
3.1.3.	Diagnostico porcentual según el tipo de consumo eléctrico.....	88
3.1.4.	Análisis del consumo de energía obtenidos por la instalación del analizador de redes en un día.	89
3.1.5.	Estimación de las pérdidas actuales por energías anual.....	95
3.2.	Auditoria Energética.....	97
3.2.1.	Definición de la auditoria energética.....	97
3.2.2.	Alcance técnico.....	97
3.2.3.	Fuentes de suministro energético.....	98
3.2.3.1.	<i>Descripción de la tarifa BT5B.....</i>	<i>99</i>
3.2.4.	Análisis energético del historial del consumo eléctrico.....	99
3.2.4.1.	<i>Detalle del historial del consumo energético periodo 2003 al 2020.....</i>	<i>102</i>
3.2.4.2.	<i>Análisis energético a partir de la potencia instalada según horas de uso.....</i>	<i>105</i>
3.2.5.	Trabajos previos.....	106
3.2.5.1.	<i>Identificación del personal de la empresa.....</i>	<i>106</i>
3.2.5.2.	<i>Hoja de ruta.....</i>	<i>106</i>
3.2.5.3.	<i>Canal de comunicación.....</i>	<i>106</i>
3.2.6.	Solicitud de documentación.....	106
3.3.	Análisis de Resultados.....	112

<b>4.</b>	<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>113</b>
<b>4.</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES Y CONTROL OPERACIONAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.....</b>	<b>113</b>
4.1.	Introducción.....	113
4.2.	Lugar de Instalación de los Módulos Fotovoltaicos.....	114
4.3.	Evaluación de la Radiación Solar.....	114
4.3.1.	Evaluación de la radiación solar en la provincia del Cusco (jirón Tacna N° 166).114	
4.3.1.1.	<i>Trayectoria del sol en el instituto.....</i>	116
4.3.1.2.	<i>Posición del sol en el cielo respecto al instituto.....</i>	118
4.3.2.	Determinación de la radiación solar en la provincia del Cusco (jirón Tacna). ....	119
4.3.3.	Cálculo de la hora pico del sol (HPS). ....	121
4.3.4.	Cálculo de la hora pico solar a una inclinación y orientación óptima.....	126
4.3.4.1.	<i>Latitud y longitud.....</i>	126
4.3.4.2.	<i>Ubicación latitud y longitud jirón Tacna N° 166. ....</i>	126
4.3.4.3.	<i>Inclinación óptima de los paneles solares (<math>\beta_{\text{ópt.}}</math>).....</i>	127
4.3.4.4.	<i>Orientación óptima de los paneles solares (<math>\alpha</math>).....</i>	127
4.3.4.5.	<i>Cálculo del rendimiento de la instalación (R). ....</i>	128
4.3.4.6.	<i>Cálculo de la energía necesaria (E). ....</i>	129
4.3.4.7.	<i>Cálculo de la declinación solar (<math>\alpha_1</math>).....</i>	129
4.3.4.8.	<i>Cálculo del ángulo de salida del sol (<math>\omega_s</math>).....</i>	129
4.3.4.9.	<i>Cálculo del ángulo de salida del sol sobre un plano inclinado (<math>\omega_{ss}</math>).....</i>	130
4.3.4.10.	<i>Cálculo del factor de corrección (K).....</i>	130
4.3.4.11.	<i>Cálculo de las pérdidas por inclinación, orientación y sombras (P).....</i>	131
4.3.4.12.	<i>Cálculo de hora solar pico diaria sobre la superficie del módulo (<math>\alpha =</math> acimut, <math>\beta =</math> inclinación del módulo).....</i>	131
4.4.	Dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico. ....	132
4.4.1.	Metodología para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. ....	132
4.4.2.	Determinación de la energía producida por los módulos fotovoltaicos. ....	134
4.4.3.	Determinación del número de módulos requeridos.....	135
4.4.4.	Selección del inversor según la norma del CNE. ....	135
4.4.5.	Corrección de tensión de los módulos fotovoltaicos a temperaturas de trabajo. ....	137
4.4.6.	Arreglo del módulo fotovoltaico.....	139
4.4.7.	Validación y comparación de resultados.....	140

4.4.8.	Cálculo de la distancia entre filas consecutivas (Df).....	140
4.4.9.	Selección de conductores.....	141
4.4.10.	Esquema unifilar.....	143
4.4.11.	Cálculo del sistema de protección.....	143
4.4.12.	Detalle de planos según los cálculos justificativos.....	146
4.5.	Control Operacional de la Eficiencia Energética.....	147
4.5.1.	Propuesta de eficiencia en las luminarias existentes.....	147
4.5.2.	Estimación de las pérdidas con propuesta por energías anual.....	148
4.5.3.	Comparación de energías consumidas en 24 horas, mensual y anual con proyección a 25 años.....	150
4.5.3.1.	<i>Análisis de resultados</i> .....	157
<b>5.</b>	<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>158</b>
<b>5.</b>	<b>MODELAMIENTO PRE-OPERATIVO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE BAJA TENSIÓN Y EL IMPACTO QUE PRODUCE.....</b>	<b>158</b>
5.1.	Introducción.....	158
5.2.	Ubicación del Punto de Interconexión Operativa.....	160
5.3.	Descripción de los Parámetros Eléctricos de la Línea a Interconectar.....	162
5.4.	Metodología, Criterios, Software Utilizado.....	162
5.4.1.	Metodología.....	162
5.4.2.	Criterios según el MEM – DGE 2015.....	163
5.4.3.	Software utilizado.....	164
5.5.	Análisis del Flujo de Potencia.....	164
5.5.1.	Análisis de la demanda actual y proyectada.....	164
5.5.2.	Representación de los componentes eléctricos en el flujo de potencia.....	166
5.5.3.	Análisis del flujo de potencia sin la interconexión del generador fotovoltaico (SFCR). 166	
5.5.3.1.	<i>Escenario 2021</i> .....	166
5.5.3.2.	<i>Escenario 2046</i> .....	169
5.5.4.	Análisis del flujo de potencia con la interconexión del generador fotovoltaico (SFCR). 172	
5.5.4.1.	<i>Escenario 2021</i> .....	172
5.5.4.2.	<i>Escenario 2046</i> .....	184

5.5.5.	Análisis de resultado del flujo de potencia. ....	193
5.5.5.1.	<i>Análisis de resultados de las tensiones.</i> .....	193
5.5.5.2.	<i>Análisis de las corrientes y cargabilidad de los conductores.</i> .....	194
5.5.5.3.	<i>Análisis de las potencias aportadas y/o consumidas de la red de BT.</i> .....	194
5.5.5.4.	<i>Análisis de las pérdidas técnicas y eficiencia del alimentador DO-05.</i> .....	195
5.6.	Análisis de Corto Circuito.....	197
5.6.1.	Análisis de corto circuito monofásico.....	197
5.6.1.1.	<i>Escenario 2021.</i> .....	197
5.6.1.2.	<i>Escenario 2046.</i> .....	198
5.6.2.	Análisis de resultado de corto circuito. ....	199
5.6.2.1.	<i>Análisis de resultados de las corrientes.</i> .....	199
5.7.	Análisis de los Impactos que se Produce al Interconectar el Sistema Fotovoltaico a la Red de Baja Tensión. ....	200
5.7.1.	Análisis gráfica con y sin la ausencia de la irradiación solar del sistema fotovoltaico. ....	200
5.7.2.	Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión en el nodo de interconexión. ....	202
5.7.3.	Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión con conexión y desconexión repentina en el nodo de interconexión. ....	203
5.7.4.	Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión en un cortocircuito franco. 204	
5.7.4.1.	<i>Cortocircuito monofásico.</i> .....	204
5.7.4.2.	<i>Cortocircuito trifásico.</i> .....	205
5.7.5.	Análisis gráfica de transitorios en el nodo de interconexión. ....	206
5.7.6.	Análisis de resultado de los impactos. ....	207
5.8.	Modelamiento pre-operativo del sistema fotovoltaico (puesta en marcha). ....	208
5.8.1.	Introducción.....	208
5.8.2.	Análisis gráfica de los parámetros eléctricos con la operación normal en paralelo del sistema fotovoltaico y la red de BT. ....	208
5.8.3.	Análisis gráfica de los parámetros eléctricos con la ocurrencia de fallas del sistema fotovoltaico a la red de BT. ....	210
5.8.3.1.	<i>Cortocircuito monofásico.</i> .....	210
5.8.3.2.	<i>Cortocircuito trifásico.</i> .....	211

5.9.	Impactos. ....	212
5.9.1.	Impactos técnicos.....	212
5.9.2.	Impactos Económicos.....	214
5.9.3.	Impactos Ambientales. ....	215
<b>6.</b>	<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>216</b>
<b>6.</b>	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA. ....</b>	<b>216</b>
6.1.	Introducción. ....	216
6.2.	Evaluación Económica. ....	217
6.2.1.	Horizonte de tiempo.....	217
6.2.2.	Perfil de tarifa eléctrica.....	217
6.2.3.	Perfil de la demanda eléctrica consumida. ....	224
6.2.4.	Perfil de la generación de energía para la radiación disponible y de diseño.....	226
6.2.5.	Costos de inversión, operación y mantenimiento. ....	227
6.2.6.	Evaluación económica.....	228
6.2.6.1.	<i>Indicadores económicos.</i> ....	228
6.2.6.2.	<i>Financiamiento.</i> .....	232
6.2.6.3.	Amortización modelo italiano. ....	232
6.2.6.4.	<i>Ahorros proyectados (flujo de caja a precios privados).</i> .....	234
6.3.	Análisis de Resultados Evaluación Económica y Eficiencia Energética.....	240
6.4.	Análisis de Resultados Evaluación Económica y Eficiencia Energética.....	240
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>242</b>
	<b>COMENTARIOS.....</b>	<b>245</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.....</b>	<b>246</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>248</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS.

<b>Figura 1.1</b> Ubicación a nivel nacional, regional y local.....	2
<b>Figura 2.1</b> Componentes de la Radiación Solar.....	44
<b>Figura 2.2</b> Representación de horas sol pico.....	45
<b>Figura 2.3</b> Altura solar y los ángulos de orientación e inclinación de un objeto con respecto al sol. ....	46
<b>Figura 2.4</b> Insolación anual en el Perú. ....	47
<b>Figura 2.5</b> Carta solar que muestra la trayectoria del sol y las horas del día. ....	48
<b>Figura 2.6</b> Esquema de instalaciones aislada. ....	49
<b>Figura 2.7</b> Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.....	51
<b>Figura 2.8</b> Esquema de un sistema fotovoltaico sin limitación de carga. ....	53
<b>Figura 2.9</b> Medidor inteligente bidireccional trifásico ALGODUE UPM209 - 80 A. ....	54
<b>Figura 2.10</b> Planta de distribución tercer nivel del instituto. ....	58
<b>Figura 2.11</b> Ubicación del centro de control.....	59
<b>Figura 2.12</b> Curvas características I-V; P-V de un panel fotovoltaico. ....	61
<b>Figura 2.13</b> Conexión serie de paneles fotovoltaicos.....	62
<b>Figura 2.14</b> Conexión paralelo de paneles fotovoltaicos y conectores MC4.....	63
<b>Figura 2.15</b> Sistema PV con inversor central.....	64
<b>Figura 2.16</b> Sistema PV con inversor por cada PV string.....	65
<b>Figura 2.17</b> Sistema PV con inversor central y convertidores.....	66
<b>Figura 2.18</b> Sistema PV con inversor por cada módulo.....	67
<b>Figura 2.19</b> Conexión a la red eléctrica. ....	67
<b>Figura 2.20</b> Fenómeno de la fluorescencia. ....	77
<b>Figura 2.21</b> Fenómeno de la Fluorescencia.....	77
<b>Figura 2.22</b> Led. ....	79
<b>Figura 2.23</b> Led luz ecológica.....	81
<b>Figura 3.1</b> Panel fotográfico 1 de los equipos eléctricos utilizados en el instituto. ....	85
<b>Figura 3.2</b> Panel fotográfico 2 de los equipos eléctricos utilizados en el instituto. ....	86
<b>Figura 3.3</b> Panel fotográfico 3 de los equipos eléctricos utilizados en el instituto. ....	86
<b>Figura 3.4</b> Fotografía 1 mediciones en la cajatoma. ....	92
<b>Figura 3.5</b> Fotografía 2 mediciones en el tablero principal. ....	93
<b>Figura 3.6</b> Fotografía del analizador de redes.....	94
<b>Figura 3.7</b> Planta de distribución primer nivel del instituto.....	108

<b>Figura 3.8</b> Planta de distribución segundo nivel del instituto. ....	109
<b>Figura 3.9</b> Planta de distribución tercer nivel del instituto. ....	110
<b>Figura 3.10</b> Vista panorámica del techo tercer nivel del instituto.....	111
<b>Figura 4.1</b> Ubicación de los módulos fotovoltaicos y el centro de control. ....	114
<b>Figura 4.2</b> Localización del proyecto de tesis a nivel departamental, provincial, distrital y local. ....	115
<b>Figura 4.3</b> Trayectoria del sol con respecto al lugar. ....	116
<b>Figura 4.4</b> Trayectoria del sol en coordenadas polares. ....	117
<b>Figura 4.5</b> Trayectoria del sol en coordenadas cartesianas. ....	118
<b>Figura 4.6</b> Hora solar pico, área bajo la curva. ....	124
<b>Figura 4.7</b> Latitud y Longitud. ....	126
<b>Figura 4.8</b> Azimut Óptimo. ....	128
<b>Figura 4.9</b> Distancia ente módulos fotovoltaicos. ....	140
<b>Figura 4.10</b> Cálculo de la sección de conductores según el diagrama unifilar. ....	142
<b>Figura 4.11</b> Esquema unifilar. ....	143
<b>Figura 4.12</b> Vista frontal orientación del módulo fotovoltaico. ....	146
<b>Figura 4.13</b> Vista frontal del sistema fotovoltaico. ....	146
<b>Figura 4.14</b> Vista frontal de las estructuras y detalles. ....	146
<b>Figura 4.15</b> Vista frontal del arreglo fotovoltaico. ....	146
<b>Figura 4.16</b> Vista frontal conexionado string 1 y 2. ....	146
<b>Figura 4.17</b> Vista frontal conexionado string 3 y 4. ....	146
<b>Figura 4.18</b> Vista frontal conexionado string 5 y 6. ....	146
<b>Figura 4.19</b> Diagrama unifilar string 1 al 6. ....	146
<b>Figura 4.20</b> Diagrama unifilar conexionado medidor. ....	146
<b>Figura 4.21</b> Diagrama unifilar sistema de protección. ....	146
<b>Figura 4.22</b> Diagrama unifilar interconexión operativa. ....	146
<b>Figura 5.1</b> Esquema unifilar en DIgSILENT para el modelamiento de interconexión. ....	159
<b>Figura 5.2</b> Localización del nodo de baja tensión a interconectar. ....	161
<b>Figura 5.3</b> Flujo de potencia 2021 sin generación con demanda al 100%. ....	166
<b>Figura 5.4</b> Flujo de potencia 2046 sin generación con demanda al 100%. ....	169
<b>Figura 5.5</b> Flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 0%. ....	172
<b>Figura 5.6</b> Flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 50%. ....	175
<b>Figura 5.7</b> Flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 100%. ....	178

<b>Figura 5.8</b> Flujo de potencia al 2021 con generación (50%) y demanda al 100%.....	181
<b>Figura 5.9</b> Flujo de potencia al 2064 con generación y demanda al 65.4% .....	184
<b>Figura 5.10</b> Flujo de potencia al 2064 con generación y demanda al 100% .....	187
<b>Figura 5.11</b> Flujo de potencia al 2064 con generación (50%) y demanda al 100% .....	190
<b>Figura 5.12</b> Corto circuito monofásico fase “A” sin la interconexión fotovoltaica 2021.....	197
<b>Figura 5.13</b> Corto circuito monofásico fase “A” con la interconexión fotovoltaica 2021....	197
<b>Figura 5.14</b> Corto circuito monofásico fase “A” sin la interconexión fotovoltaica 2046.....	198
<b>Figura 5.15</b> Corto circuito monofásico fase “A” con la interconexión fotovoltaica 2046....	198

## ÍNDICE DE TABLAS.

<b>Tabla 1.1</b> Resumen del historial del consumo eléctrico periodo 2003 al 2020.....	5
<b>Tabla 1.2</b> Pérdidas técnicas del instituto. ....	9
<b>Tabla 3.1</b> Consumo de la energía en 24 h por el instituto. ....	90
<b>Tabla 3.2</b> Estimación del rendimiento anual por consumo eléctrico. ....	95
<b>Tabla 3.3</b> Estimación de las pérdidas técnicas del instituto. ....	96
<b>Tabla 3.4</b> Detalle 1 del historial del consumo eléctrico del instituto. ....	102
<b>Tabla 3.5</b> Detalle 2 del historial del consumo eléctrico del instituto. ....	103
<b>Tabla 3.6</b> Detalle 3 del historial del consumo eléctrico del instituto. ....	104
<b>Tabla 3.7</b> Detalle 4 del historial del consumo eléctrico del instituto. ....	105
<b>Tabla 4.1</b> Determinación de la posición del sol en el instituto.....	118
<b>Tabla 4.2</b> Estimación de elevación y azimut en el instituto. ....	119
<b>Tabla 4.3</b> Determinación de radiación solar en el jirón Tacna.....	120
<b>Tabla 4.4</b> <i>Historial de la irradiación por horas disponibles.</i> ....	122
<b>Tabla 4.5</b> Resultado de la hora solar pico jirón Tacna. ....	125
<b>Tabla 4.6</b> Ubicación geográfica de punto de instalación de los módulos fotovoltaicos. ....	126
<b>Tabla 4.7</b> Inclinación óptima según latitud. ....	127
<b>Tabla 4.8</b> Características del módulo fotovoltaico seleccionado modelo AD320. ....	134
<b>Tabla 4.9</b> Parámetros del inversor seleccionado. ....	137
<b>Tabla 4.10</b> Tabla resumen del arreglo fotovoltaico.....	139
<b>Tabla 4.11</b> Tabla resumen de validación de resultados.....	140
<b>Tabla 4.12</b> Tabla de capacidades de corriente según calibre. ....	141
<b>Tabla 4.13</b> Estimación del rendimiento anual por consumo eléctrico con propuesta. ....	148
<b>Tabla 4.14</b> Estimación de las pérdidas técnicas del instituto con propuesta. ....	149
<b>Tabla 4.15</b> Resumen del análisis de resultado.....	157
<b>Tabla 5.1</b> Características eléctricas de la línea de interconexión. ....	162
<b>Tabla 5.2</b> Detalle de la proyección de la demanda máxima al 2044. ....	165
<b>Tabla 5.3</b> Representación de los componentes eléctricos en el flujo de potencia.....	166
<b>Tabla 5.4</b> Resultado del flujo de potencia 2021 sin generación y demanda al 100%. ....	167
<b>Tabla 5.5</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 sin generación y demanda al 100%. .	168
<b>Tabla 5.6</b> Resultado del flujo de potencia 2046 sin generación y demanda al 100%. ....	170
<b>Tabla 5.7</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 sin generación y demanda al 100%. .	171
<b>Tabla 5.8</b> Resultado del flujo de potencia 2021 con generación y demanda al 0%. ....	173

<b>Tabla 5.9</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación y demanda al 0%. ....	174
<b>Tabla 5.10</b> Resultado del flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 50%. .....	176
<b>Tabla 5.11</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación y demanda al 50%. .	177
<b>Tabla 5.12</b> Resultado del flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 100%. ...	179
<b>Tabla 5.13</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación y demanda al 100%. .....	180
<b>Tabla 5.14</b> Resultado del flujo de potencia al 2021 con generación (50%) y demanda al 100%.....	182
<b>Tabla 5.15</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación (50%) y demanda al 100%.....	183
<b>Tabla 5.16</b> Resultado del flujo de potencia al 2046 con generación y demanda al 65.4%. ..	185
<b>Tabla 5.17</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 con generación y demanda al 65.4%. .....	186
<b>Tabla 5.18</b> Resultado del flujo de potencia al 2046 con generación y demanda al 100%. ...	188
<b>Tabla 5.19</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 con generación y demanda al 100%. .....	189
<b>Tabla 5.20</b> Resultado del flujo de potencia al 2046 con generación (50%) y demanda al 100%.....	191
<b>Tabla 5.21</b> Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 con generación (50%) y demanda al 100%.....	192
<b>Tabla 5.22</b> Resultado de tensiones en pu 2021 y 2046. ....	193
<b>Tabla 5.23</b> Resultado de corrientes y cargabilidad en las líneas de bt 2021 y 2046. ....	194
<b>Tabla 5.24</b> Resultado de potencia aportada y/o consumidas 2021 y 2046.....	195
<b>Tabla 5.25</b> Resultado de las pérdidas técnicas, eficiencia del alimentado 2021 y 2046. ....	196
<b>Tabla 5.26</b> Resultado de corto circuito monofásico fase “a” con y sin la interconexión fotovoltaica 2021.....	197
<b>Tabla 5.27</b> Resultado de corto circuito monofásico fase “a” con y sin la interconexión fotovoltaica 2046.....	198
<b>Tabla 5.28</b> Análisis de corto circuito monofásico fase “A” con y sin la interconexión fotovoltaica 2021 y 2046.....	199
<b>Tabla 5.29</b> Resultados rms de los parámetros eléctricos.....	209
<b>Tabla 6.1</b> Pago por kWh consumido correspondiente a los 216 meses. ....	219
<b>Tabla 6.2</b> Pago promedio por kWh consumido mensual.....	220

<b>Tabla 6.3</b> Pago promedio por kWh consumido anual. ....	221
<b>Tabla 6.4</b> Proyección de la tarifa eléctrica anual.....	222
<b>Tabla 6.5</b> Perfil de la demanda consumida y proyectada. ....	224
<b>Tabla 6.6</b> Perfil de la generación de energía a partir de la irradiación.....	226
<b>Tabla 6.7</b> Precios de los componentes fotovoltaicos.....	227
<b>Tabla 6.8</b> Sustitución a realizar por cada componente en el sistema. ....	228
<b>Tabla 6.9</b> Inversión inicial total para el sistema fotovoltaico.....	228
<b>Tabla 6.10</b> Financiamiento del sistema fotovoltaico.....	232
<b>Tabla 6.11</b> Condiciones de préstamo. ....	232
<b>Tabla 6.12</b> Amortización en el modelo italiano. ....	233
<b>Tabla 6.13</b> flujo de caja a precio privado. ....	235
<b>Tabla 6.14</b> Flujo de caja a precio privado. ....	238
<b>Tabla 6.15</b> Mejora del consumo de energía del instituto con y sin propuesta. ....	241

## ÍNDICE DE CUADROS.

<b>Cuadro 1.1</b> Cuadro de operacionalización de variables.....	16
<b>Cuadro 1.2</b> Interpretación de la matriz de consistencia. ....	20
<b>Cuadro 1.3</b> Matriz de consistencia.....	21
<b>Cuadro 2.1</b> Características de los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica.....	53
<b>Cuadro 2.2</b> Elementos de protección para sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.....	57
<b>Cuadro 2.3</b> Objetivos generales de la eficiencia energética. ....	70
<b>Cuadro 2.4</b> Cuadro comparativo entre luminarias tradicionales y led.....	83
<b>Cuadro 3.1</b> Cuadro de los equipos eléctricos utilizados en la institución.....	85
<b>Cuadro 3.2</b> Diagrama de cargas del instituto Blue Ribbon Internacional.....	87
<b>Cuadro 3.3</b> Porcentaje del consumo eléctrico según tipo de carga. ....	89
<b>Cuadro 3.4</b> Cuadro de datos característicos del instituto.....	98
<b>Cuadro 3.5</b> Características del suministro eléctrico del instituto.....	99
<b>Cuadro 3.6</b> Resumen del historial del consumo anual del instituto.....	100
<b>Cuadro 3.7</b> Historial del consumo mensual a partir de las potencias de los equipos según sus horas de funcionamiento. ....	105
<b>Cuadro 4.1</b> Porcentaje del consumo eléctrico propuesto según el tipo de carga. ....	147
<b>Cuadro 4.2</b> Comparación energía requerida y energía solar disponible en 24 horas.....	151
<b>Cuadro 4.3</b> Comparación energía requerida y energía solar disponible mensual.....	153
<b>Cuadro 4.4</b> Comparación energía requerida y energía solar disponible anual proyectado...	155

## ÍNDICE DE GRÁFICOS.

<b>Gráfico 1.1</b> Historial del consumo eléctrico periodo 2003 al 2020.....	6
<b>Gráfico 1.2</b> Historial de la facturación eléctrica anual periodo 2003 al 2020.....	8
<b>Gráfico 2.1</b> Según el Tipo de Producción de Energía Eléctrica SEIN.....	40
<b>Gráfico 3.1</b> Perfil de carga e irradiancia disponible.....	91
<b>Gráfico 3.2</b> Grafica del consumo de energía eléctrica anual del instituto.....	101
<b>Gráfico 4.1</b> Grafica de la irradiación disponible en kW/m <sup>2</sup> .....	123
<b>Gráfico 4.2</b> Comparación energía requerida y energía solar disponible en 24 horas.....	152
<b>Gráfico 4.3</b> Comparación energía requerida y energía solar disponible mensual.....	154
<b>Gráfico 4.4</b> Comparación energía requerida y energía solar disponible anual proyectado...	156
<b>Gráfico 5.1</b> Resultado de tensiones en pu 2021 y 2046. ....	193
<b>Gráfico 5.2</b> Corto circuito monofásico fase “A” con y sin la interconexión fotovoltaica 2021 y 2046.....	199
<b>Gráfico 5.3</b> Aportación de la potencia y corriente con y sin ausencia de la radiación.....	200
<b>Gráfico 5.4</b> Comportamiento del SFCR con y sin ausencia de la radiación. ....	201
<b>Gráfico 5.5</b> Comportamiento tensión - corriente en el punto de interconexión nodo BT7456 .....	202
<b>Gráfico 5.6</b> Comportamiento tensión – corriente con la conexión y desconexión de los paneles nodo BT7456.....	203
<b>Gráfico 5.7</b> Comportamiento tensión – corriente cortocircuito monofásico nodo BT7456..	204
<b>Gráfico 5.8</b> Comportamiento tensión – corriente cortocircuito trifásico nodo BT7456. ....	205
<b>Gráfico 5.9</b> Transitorio ante una desconexión repentina del SFCR nodo BT7456.....	206
<b>Gráfico 5.10</b> Resultado de los parámetros electricos en valores rms. ....	209
<b>Gráfico 5.11</b> Resultado de los parámetros eléctricos en valores instantáneos. ....	209
<b>Gráfico 5.12</b> Resultado de los parámetros electricos falla monofásica en valores rms.....	210
<b>Gráfico 5.13</b> Resultado de los parámetros eléctricos falla monofásica en valores instantáneos. .....	210
<b>Gráfico 5.14</b> Resultado de los parámetros electricos falla trifásica en valores rms. ....	211
<b>Gráfico 5.15</b> Resultado de los parámetros eléctricos falla trifásica en valores instantáneos.	211
<b>Gráfico 6.1</b> Grafica del historial tarifario.....	221
<b>Gráfico 6.2</b> Grafica del pronóstico de la tarifa eléctrica. ....	223
<b>Gráfico 6.3</b> Grafica del pronóstico de la demanda eléctrica. ....	225
<b>Gráfico 6.4</b> Grafica amortización modelo italiano.....	233

<b>Gráfico 6.5</b> Grafica sensibilidad.....	236
<b>Gráfico 6.6</b> Grafica sensibilidad.....	239

**ÍNDICE DE ESQUEMAS.**

**Esquema N° 4.1** Metodología para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico..... 133

## GLOSARIO DE TÉRMINOS.

### A.

**Análisis operativo:** Estudio de una red eléctrica con el propósito de conocer diferentes parámetros eléctricos.

**Artículo:** Tratado, ley o documento oficial que forma con otras iguales una serie numerada y ordenada.

**Altura solar:** Son ángulos formados por los rayos del sol respecto a una superficie horizontal.

**Azimut:** Angulo formado entre la dirección de referencia (norte) y una línea entre el observador y un punto de interés previsto en el mismo plano que la dirección de referencia.

### C.

**Cartas solares:** Esquema de representación de la posición del Sol sobre un lugar determinado para fechas diferentes y a diferentes horas, en función de la altura del Sol y el acimut del punto (orientación con respecto al Sur).

**Cambio climático:** Cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición natural del clima.

**Calidad de energía:** Disponibilidad dentro de los márgenes normativos los parámetros de la tensión y la corriente suministradas.

**Corto circuito:** Anulación parcial o total de la resistencia en el circuito eléctrico, lo que conlleva un aumento intempestivo en la intensidad de corriente que lo atraviesa.

**Corriente de cortocircuito:** Máxima corriente eléctrica que proporciona el panel solar y corresponde a la corriente que entrega cuando se conectan directamente los dos bornes.

### D.

**Decreto legislativo:** Norma aprobada por el Congreso de la República de acuerdo con el procedimiento señalado en la Constitución.

### E.

**Efecto eléctrico:** Es una perturbación alrededor del circuito, que lo deja inestable; el protón está ahora cargado positivamente.

**Esquema unifilar:** Representación simbólica del sistema eléctrico, en la cual se muestran las subestaciones, transformadores, tableros, circuitos alimentadores y derivados.

**Eficiencia:** Es el cociente entre la máxima potencia que el panel puede entregar a la carga y la potencia de la radiación solar incidente sobre el panel.

**Efecto invernadero:** Son los determinados gases componentes de una atmosfera planetaria retienen parte de la energía que la superficie emite al haber sido calentado por el sol.

**Estabilidad:** Capacidad que tiene la red eléctrica para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte.

**Energía eléctrica:** Se obtiene a consecuencia del movimiento de electrones que se produce en el interior de materiales conductores.

**Energía renovable:** Son energías que se dan de forma inagotable e indefinida.

#### F.

**Factor de forma:** Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de cortocircuito multiplicado por el voltaje de circuito abierto (ISCxVOC). Da una idea de la calidad del panel.

#### G.

**Generación:** Transformación de alguna clase de energía en energía eléctrica.

#### H.

**Hora pico del sol:** Es la cantidad de energía que recibe un metro cuadrado de superficie, 1000 W/m<sup>2</sup>.

#### I.

**Irradiación:** Es la magnitud que describe la potencia incidente por unidad de superficie.

**Insolación:** Energía en forma de radiación que llega a un lugar de la Tierra en un día determinado.

**Interconexión operativa:** Es enlace entre dos o más puntos, con el objetivo de crear una unión entre ambos.

#### L.

**Ley:** Regla o norma jurídica que se dicta por la autoridad competente de cada país en particular.

**N.**

**Normativa:** Son reglas que son plausibles de ser aplicadas a instancias de una determinada actividad o asunto, una organización o sociedad con la misión de organizar su funcionamiento.

**P.**

**Perturbación:** Son interferencias, las que pueden ser causadas por las descargas atmosféricas y electrostáticas inestabilidad.

**Pérdidas:** Equivalen a la diferencia entre la energía producida y la energía generada.

**Protecciones:** Evitan la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla eléctrica que podría iniciarse de manera simple o compleja.

**Punto de máxima potencia:** Ese es la máxima potencia del panel y su valor se da en Vatios (Wp).

**R.**

**Regulación de voltaje:** Equipo que se encarga de mantener el voltaje a su salida constante independientemente de las variaciones.

**Radiación difusa:** Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul.

**Radiación del albedo o reflejada:** Es el cociente entre la radiación reflejada y el incidente sobre el suelo.

**Red eléctrica:** Componentes eléctricos que se encarga de suministrar electricidad a los consumidores.

**Reglamento:** Conjunto de lineamientos que buscan regular las acciones y el comportamiento de un grupo de personas dentro de un espacio determinado.

**Radiación directa:** Se da directamente desde el sol en una línea recta, sin que se desvíe en su paso por la atmosfera.

**T.**

**Tensión de circuito abierto:** Es el máximo voltaje que entrega el panel con los bornes abiertos o sin carga.

**Temperatura:** Es el grado o nivel térmico de un cuerpo o superficie.

---

# 1. CAPÍTULO I

## ASPECTOS GENERALES.

---

### 1. ASPECTOS GENERALES.

#### 1.1. Nombre del Proyecto de Tesis.

“ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO”.

#### 1.2. Responsables.

Bachiller: Vladimir Tito Quispe Gutiérrez.

Bachiller: Alex Junior Poccoiri Escalante.

#### 1.3. Ámbito Geográfico

El ámbito geográfico del estudio de tesis, se desarrolló en el jirón Tacna N° 166, distrito de Wánchaq, provincia del Cusco, departamento del Cusco, cuya altitud es de 3375 msnm. La ubicación del estudio se muestra en la figura 1.1.

<b>Distrito</b>	<b>Provincia</b>	<b>Departamento</b>	<b>Altitud</b>
Wánchaq	Cusco	Cusco	3375 m.s.n.m

<b>COORDENADAS UTM JIRÓN TACNA N° 166.</b>	
NORTE	8503113.262
ESTE	178621.7098



**Figura 1.1** Ubicación a nivel nacional, regional y local.

Fuente: Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).

## 1.4. El Problema.

### 1.4.1. Planteamiento del problema.

En el Perú, en la región Cusco, actualmente la generación solar se emplea básica y únicamente para electrificación rural y aplicaciones domésticas específicas como autoconsumo en zonas alto andinas y en zonas urbanas de forma aislada. Debido a esta realidad y dado que los sistemas emergentes utilizan energías renovables. En este estudio de tesis se pretende analizar el uso de este tipo de energía como autoconsumo (sistema fotovoltaico de autoconsumo (SFA), y que la energía sobrante se conecte a un sistema eléctrico (sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica (SFCR), en el sector urbano a nivel de distribución en baja tensión.

Por ello, necesariamente se requiere algunos cambios en el equipamiento eléctrico para dicha institución, y posterior a ello, impliquen el menor consumo de energía eléctrica, analizando su impacto y que sean amigables con el medio ambiente. Considerando todo ello, dentro del concepto de uso eficiente de energía, previamente analizados el historial de consumo por la institución, que en la actualidad viene una facturación excesiva, por lo que nuestra propuesta fotovoltaica reduce la tarifa de pago, a la vez, tener un buen uso de las tecnologías disponibles ya que existe un potencial importante como es la radiación solar y con posibilidades de desarrollo en muchas partes del país.

debido a la entrada en vigor de la nueva reforma energética, la cual da paso a la autogeneración, donde se espera que para 2024 el 35% de la electricidad producida en el país sea generada por energías renovables<sup>1</sup> por tanto, los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo con conexión a la red serán cada vez más usados en los hogares, convirtiéndose en un reto importante con opción de uso eficiente y el estudio y análisis del efecto que provocan en los sistemas de distribución<sup>2</sup>.

Por lo general en las instituciones educativas específicamente hablando a nivel privadas no existe una cultura sobre el uso racional y eficiente de energía eléctrica, ocasionando que su consumo de energía se eleve a un ritmo superior al crecimiento económico de las mismas, sobre todo en las instalaciones de iluminación, y aunado a este hecho una tendencia hacia el crecimiento de la tarifa eléctrica a pagar, hace que sea impostergable la necesidad de plantear una política de ahorro de energía a todos los niveles para tomar conciencia y comenzar a

---

<sup>1</sup> Ministerio de energía y minas

<sup>2</sup> **PALABRAS CALVE:** USO EFICIENTE – ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, TARIFAS ELÉCTRICAS, AUTOCONSUMO, INTERCONEXIÓN RED ELÉCTRICA, CULTURA DE USO RACIONAL.

optimizar su utilización, a esto le sumamos las caídas de tensión, interrupciones, etc. que saldrían del marco legal de Calidad de energía.

Los indicadores que muestran esta problemática se muestran en la tabla 1.1, y el gráfico 1.1.

Cabe mencionar que el historial completo de los 216 meses (2003 al 2020) que se obtuvo de SIELSE – ELSE adjuntamos en el **anexo 1.1**.

**Tabla 1.1** Resumen del historial del consumo eléctrico periodo 2003 al 2020.

**DATA DEL HISTORIAL DE CONSUMO DE 216 MESES (2003 AL 2020)**

RUTA: 0010903000210  
 CODIGO: 10010008180  
 NOMBRE: GUTIERREZ CAMACHO, DORIS  
 DIRECCION: JIRON TACNA 166  
 D.N.I.:

**COMPARACIONES  
PAGOS MENSUALES**

**S/.595.25**

PAGO PROMEDIO

**S/.1696.10**

PAGO MÁXIMO

**S/.96.45**

PAGO MÍNIMO

**"CEA"  
COMPARACIONES**

**913.449 kWh**

PROMDIO ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL

**30.448 kWh/día**

PROMEDIO ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**2,266.000 kWh**

MÁX ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL

**75.533 kWh/día**

MÁX ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**160.000 kWh**

MÍN ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL

**05.333 kWh/día**

MÍN ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**75.533 kWh/día**

A CARGA INSTALADA POR DÍA

Se tomará la energía consumida máxima, según el historial.

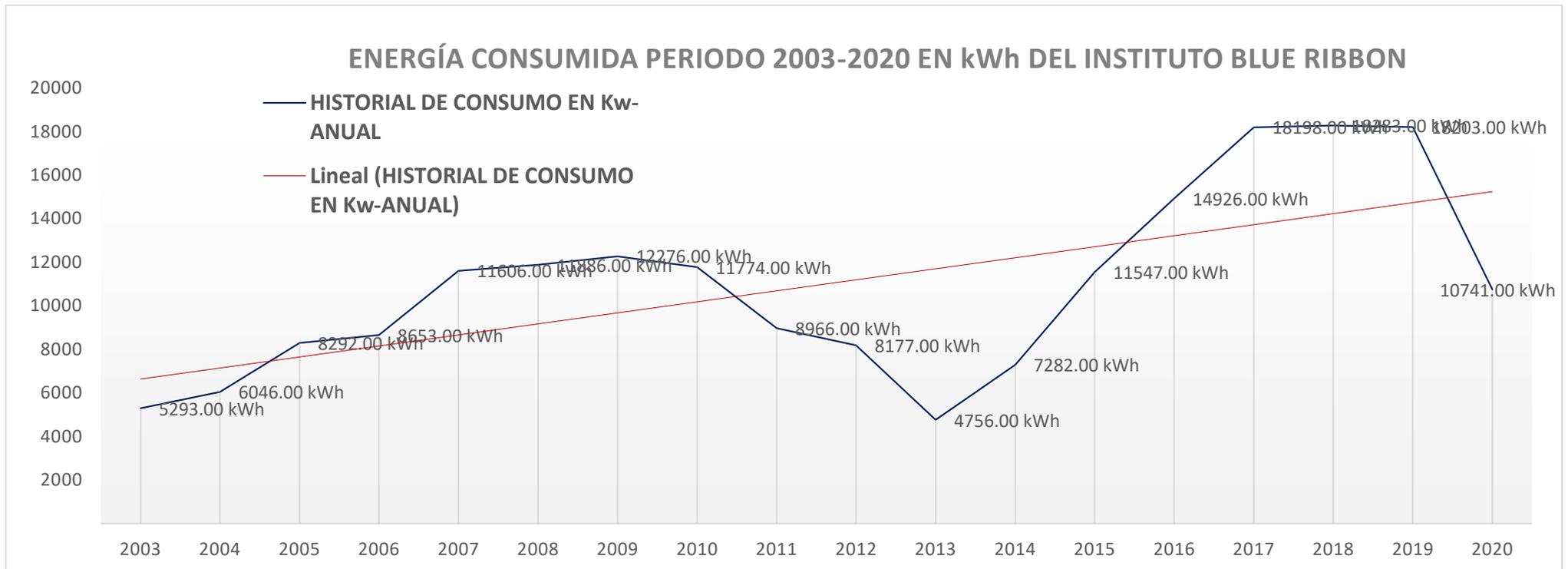
Estado cuenta de 216 meses. Data: SIELSE - ELSE

**TOTAL DE PAGOS Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA ANUALES (CEA).**

periodo:	2003 al 2020			2009 al 2014			2003 al 2008		
AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	
2020	S/.12799.00	10741.00 kWh	2014	S/.4639.05	7282.00 kWh	2008	S/.5941.56	11886.00 kWh	
2019	S/.14039.20	18203.00 kWh	2013	S/.2587.60	4756.00 kWh	2007	S/.5667.44	11606.00 kWh	
2018	S/.14058.50	18283.00 kWh	2012	S/.4427.05	8177.00 kWh	2006	S/.4275.69	8653.00 kWh	
2017	S/.13590.90	18198.00 kWh	2011	S/.4599.81	8966.00 kWh	2005	S/.3984.40	8292.00 kWh	
2016	S/.11140.91	14926.00 kWh	2010	S/.5856.96	11774.00 kWh	2004	S/.2753.49	6046.00 kWh	
2015	S/.8259.20	11547.00 kWh	2009	S/.6482.25	12276.00 kWh	2003	S/.2320.91	5293.00 kWh	

Fuente: Base de datos SIELSE – ELSE (Elaboración propia).

**Gráfico 1.1** *Historial del consumo eléctrico periodo 2003 al 2020.*



*Fuente: Base de datos SIELSE – ELSE (Elaboración propia).*

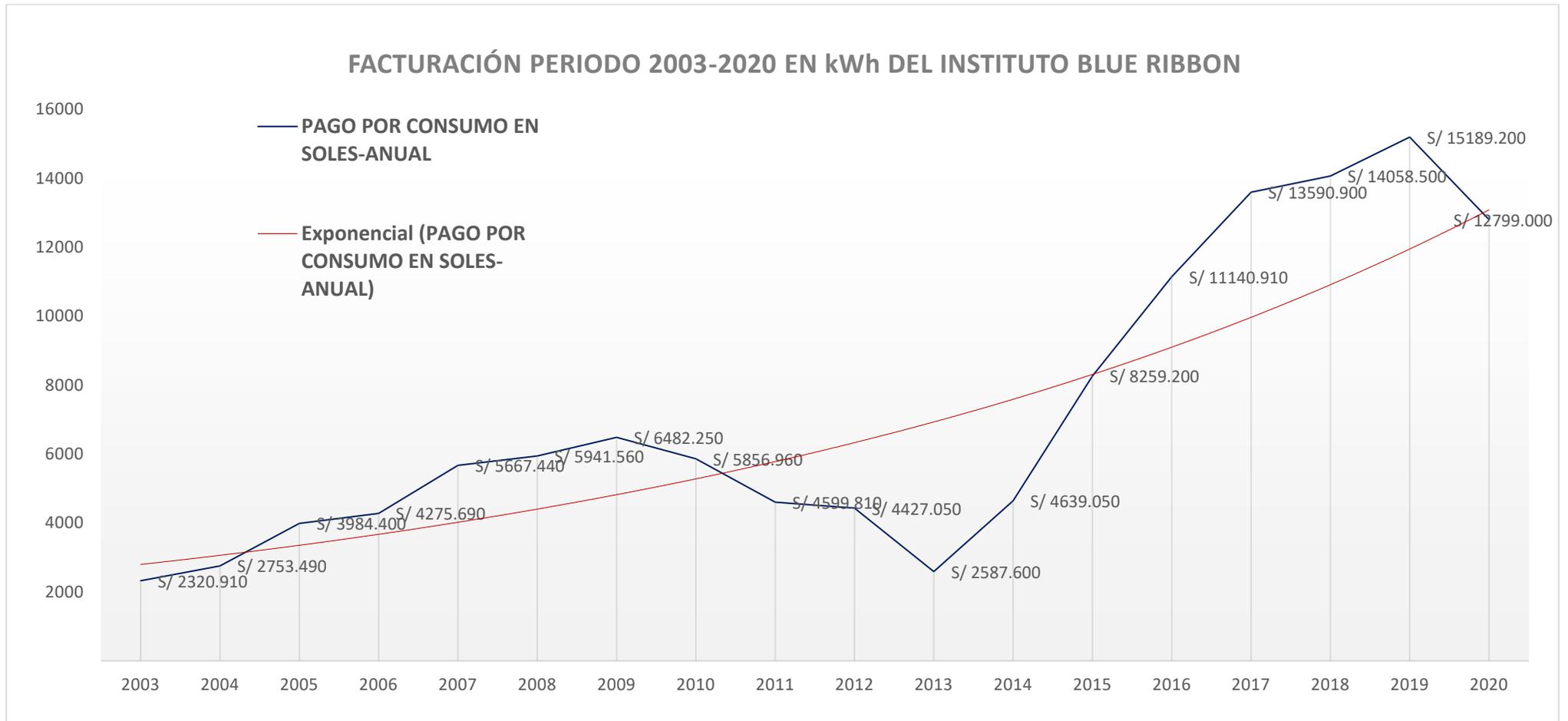
La institución educativa superior tecnológico privado Blue Ribbon Internacional Cusco, no escapa de este problema, por lo que necesita analizar los factores que determinan el incremento del consumo de energía eléctrica a lo largo del funcionamiento de dicho instituto, según las gráficas expuestas tienen una pendiente positiva, La gráfica 1.2, muestra el pago anual correspondiente al año 2003, que asciende a los S/. 2,320.910, para el 2019 el pago es de: S/. 15,189.200, al 2020 el pago baja debido a la pandemia (las clases se dieron a nivel virtual), con el monto de S/. 12,799.00, a excepción del 2020, el consumo de la energía sube considerablemente con un diferencia abismal de S/12,868.29, a medida que pasa los años incrementa su consumo (línea roja del gráfico 1.2), por lo cual también incrementa su facturación, y más aun con el incremento en las tarifas eléctricas que la concesionaria propone mediante el organismo de la regulación tarifaria (GART), por un lado se estima que el 61.0388% del consumo total de electricidad en dicha institución corresponde a la iluminación de los ambientes de estudio y que estas provienen de tubos fluorescentes arcaicos y cargas no lineales que genera un aumento de consumo<sup>3</sup>.

Por otro lado, el uso eficiente de energía, implica la utilización de nuevas alternativas de tecnologías disponibles en la actualidad, tanto como alternativas de producción de energía y de equipos que consuman cada vez menos energía y sean amigables con el medio ambiente, según la tabla 1.2, se puede apreciar las ineficiencias por pérdidas técnicas como el efecto joule en las luminarias utilizadas y en la masa de conductores de las instalaciones interiores del instituto, así también como la cantidad de los pagos extras en soles que se van dando anualmente, el pago más elevado por pérdidas se dio en el año 2019 con S/ 418.80.

---

<sup>3</sup> **PALABRAS CALVE:** Organismo Regulación tarifaria (GRT), Facturación, Pendiente, Medio ambiente, tarifa.

**Gráfico 1.2** *Historial de la facturación eléctrica anual periodo 2003 al 2020.*



*Fuente: Base de datos SIELSE – ELSE (Elaboración propia).*

**Tabla 1.2** *Pérdidas técnicas del instituto.*

AÑO	SOLES Monto por facturación.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA ANUALES.		
		CEA - ANUAL Energía consumida.	PÉRDIDAS POR ENERGÍA ANUAL	PAGO ANUAL POR PÉRDIDAS
2003	S/ 2320.910	5293.00 kWh	191.07 kWh	S/ 83.78
2004	S/ 2753.490	6046.00 kWh	209.28 kWh	S/ 95.31
2005	S/ 3984.400	8292.00 kWh	263.59 kWh	S/ 126.66
2006	S/ 4275.690	8653.00 kWh	272.32 kWh	S/ 134.56
2007	S/ 5667.440	11606.00 kWh	343.73 kWh	S/ 167.85
2008	S/ 5941.560	11886.00 kWh	350.50 kWh	S/ 175.21
2009	S/ 6482.250	12276.00 kWh	359.93 kWh	S/ 190.06
2010	S/ 5856.960	11774.00 kWh	347.79 kWh	S/ 173.01
2011	S/ 4599.810	8966.00 kWh	279.89 kWh	S/ 143.59
2012	S/ 4427.050	8177.00 kWh	260.81 kWh	S/ 141.20
2013	S/ 2587.600	4756.00 kWh	178.08 kWh	S/ 96.89
2014	S/ 4639.050	7282.00 kWh	239.16 kWh	S/ 152.36
2015	S/ 8259.200	11547.00 kWh	342.30 kWh	S/ 244.84
2016	S/ 11140.910	14926.00 kWh	424.01 kWh	S/ 316.49
2017	S/ 13590.900	18198.00 kWh	503.13 kWh	S/ 375.76
2018	S/ 14058.500	18283.00 kWh	505.19 kWh	S/ 388.46
2019	S/ 15189.200	18603.00 kWh	512.93 kWh	S/ 418.80
2020	S/ 12799.000	10741.00 kWh	322.81 kWh	S/ 384.66

*Fuente: Propia.*

## **1.4.2. Formulación del problema.**

### **1.4.2.1. Problema general.**

¿Con el estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, disminuirá los costos en la tarifa eléctrica manteniendo los estándares técnicos, fomentando una política del uso eficiente y racional de la energía eléctrica?

### **1.4.2.2. Problemas específicos.**

a) ¿En qué medida, la gestión del consumo energético actual y el uso no eficiente de la energía afecta al consumo racional y tarifario de la energía eléctrica en el instituto Blue Ribbon Internacional Cusco?

b) ¿Qué tipo de suministro de energía eléctrica y procedimientos en la gestión de consumo, es necesario implementar para el uso racional y eficiente, y que la energía sobrante sea inyectada al sistema eléctrico de baja tensión?

c) ¿En qué forma hacemos el seguimiento de las caídas de tensión, la calidad de tensión y corriente, cargabilidad de los conductores, factor de potencia, para optimizar el adecuado uso de la energía eléctrica, considerando el beneficio – costo del estudio?

## **1.4.3. Objetivos.**

### **1.4.3.1. Objetivo general.**

Realizar un estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica y uso eficiente de energía del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco.

### **1.4.3.2. Objetivos específicos.**

- a. Diagnosticar y/o evaluar el desempeño energético actual, auditoria energética del instituto.
- b. Dimensionar el sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica, a partir de la auditoria energética del instituto para su uso eficiente.
- c. Modelar, simular y evaluar las implicancias técnicas con y sin la inserción fotovoltaica a la red de distribución en baja tensión Wánchaq (perfiles de tensión, corriente, cargabilidad de los conductores, transitorios) conjuntamente con una evaluación técnica – económica.

## **1.5. Justificación.**

### **1.5.1. Justificación técnica y tecnológica.**

El presente estudio de tesis se justifica en la necesidad de reducir los costos por consumo de energía eléctrica teniendo el concepto de uso eficiente, ver el impacto que pueda causar con tecnología disponible actualmente que es el sistema fotovoltaico de autoconsumo y que la energía sobrante o en horas que no existe mucha demanda eléctrica por parte de la carga de la institución sea vertida a la red eléctrica y obtener un beneficio por la venta de energía, teniendo en cuenta los costos de operación y mantenimiento.

Visto desde el punto de vista tecnológico, este proyecto genera e involucra la aplicación de fuentes de energía alternativas renovables no contaminantes y amigables con el medio ambiente, así como la aplicación de las últimas tecnologías desarrolladas para este tipo de aplicaciones con ideas innovadoras.

### **1.5.2. Justificación teórica.**

Por ser de interés mundial conservar el medio ambiente, Se dispone de acceso a gran cantidad de documentos y conceptos que muestran estudios similares, con la diferencia de modificarlos o adaptarlos según la necesidad a nuestro propio entorno, político, socioeconómico y cultural.

Por otra parte, se tiene más información con es el caso del Instituto de Energía y Mina (MEM). Quienes proporcionan y publican boletines, estudios, proyectos referentes al tema.

### **1.5.3. Justificación metodológica.**

Ya que la idea del punto de partida fue el análisis de la situación actual y la disponibilidad de recurso y tecnología. se desarrolló investigación profunda del tema, como el estudio de las características del lugar, cálculo de demanda eléctrica requerida, dimensionamiento del sistema fotovoltaico, determinación de los efectos que produce la interconexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica en BT, concepto de eficiencia energética del instituto que es el punto muy importante del trabajo de tesis para luego poder hacer una propuesta de implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica, y que estas cumplan las características normativas que se requiere para su operación.

#### **1.5.4. Justificación práctica.**

El presente trabajo de tesis sirve como modelo para ser replicado en las diferentes instalaciones domiciliarias, oficinas, centros de estudio, centros comerciales, supermercados, entidades del estado, etc. ya que son lugares donde se requiere la utilizan del suministro eléctrico (equipos electrónicos, computadoras, luminarias, etc.). y como no mencionar el suministro de la energía limpia producida en zonas rurales de la ciudad.

### **1.6. Alcances y Limitaciones del Proyecto de Tesis.**

#### **1.6.1. Alcances**

##### **A. Temática.**

La información sobre los principios de funcionamiento, condiciones y factores de influencia y método de diseño se encuentra disponible en internet a través de artículos, revistas, libros, tesis, memorias, etc. Además, en la biblioteca de la Universidad se cuenta con algunos libros referidos al tema. Para la obtención de ciertos parámetros como temperatura, incidencia solar y comportamiento se requirió de las bases de datos como la NASA, SOLARGIS, PVGIS, METEONORM (7<sup>a</sup> versión), SWERA- NREL.

##### **B. Espacial.**

La ubicación del proyecto de tesis se encuentra dentro de Cusco. Para obtención de los de los parámetros de la radiación se contó con el apoyo de la base de daos antes mencionados y estaciones meteorológicas cercanas existentes, y para simulaciones utilizando el software DIgSilent power Factory.

##### **C. Temporal.**

El trabajo de tesis tiene un periodo de tiempo de aproximadamente 6 meses, en el cual se obtuvo el conocimiento de factores que influyen en el entorno y todos los aspectos técnicos relacionados al uso de este tipo de tecnología.

#### **1.6.2. Limitaciones**

Dicho estudio de tesis es netamente de carácter teórico/académico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica en baja tensión, con simulaciones en softwares de ingeniería eléctrica, por lo que será un estudio técnico con propuesta a futuro sin necesidad de ejecución, y para efectos de la determinación de los impacto que puedan producir simularemos a nivel de flujo de potencia perfiles de tensión, corriente cargabilidad de los conductores solamente y una evaluación técnica económica didáctica para ver detalles de ahorro energético.

Finalmente, ya que el 61.0388% del consumo total de electricidad en dicha institución corresponde a la iluminación de los ambientes de estudio y cargas no lineales, se tomará como alternativa el uso eficiente de la tecnología LED.

## **1.7. Marco Teórico.**

### **1.7.1. Antecedentes.**

Del análisis bibliográfico, documental y vía web referidas a sistemas de generación de energía alternativa con tecnologías menos contaminantes:

“PROPUESTA DE USO DE ENERGÍA SOLAR PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD ESAN”, tesis presentado por: Reyes Ángeles & Elizabeth Cristina, para optar al título profesional de Ingeniero en Gestión Ambiental, de la universidad ESAN, escuela profesional de ingeniería en gestión ambiental, año 2019.

**Objetivo:** Mejorar la eficiencia energética y disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el edificio de la Universidad ESAN a través del uso de la energía solar para el suministro de energía eléctrica, a partir del año 2020.

**Conclusión:** Dimensiono los paneles fotovoltaicos, realizó estudios de auditorías energéticas, propuso el uso de la tecnología Led, por lo que llego a la conclusión de ser viable la tecnología fotovoltaica de autoconsumo.

“DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL RESTAURANTE “EL ZARCO” UBICADO EN LA CIUDAD DE CAJAMARCA” tesis presentado por: PEDRO Fernando Mesones Abanto, para optar al título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de la universidad nacional Pedro Ruiz Gallo, escuela profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, año 2019.

**Objetivo:** Seleccionar y dimensionar un sistema solar fotovoltaico con conexión a red que brinde energía de calidad y reduzca el costo por consumo de energía eléctrica.

**Conclusión:** Haciendo uso del software PVSYST 6.7.0 obtuvieron un valor preciso de la cantidad de energía anual que nuestro sistema solar fotovoltaico podrá brindar, la cual fue de 13.48 MWh. Además de obtener un performance ratio (PR) = 0,842; lo cual muestra que el sistema fotovoltaico es óptimo para su instalación, siendo viable con un valor actual neto (VAN) de S/6 362,75 y una tasa interna de rentabilidad (TIR) de 16%.

## **1.7.2. Hipótesis.**

### **1.7.2.1. *Hipótesis general.***

El estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, permitirá reducir los costos por la tarifa eléctrica, manteniendo los estándares técnicos, fomentando una política de eficiencia energética con impacto positivo.

### **1.7.2.2. *Hipótesis específica.***

- a. Una evaluación actual del consumo eléctrico del instituto (desempeño y/o auditoría energética), se podrá llegar a tener la idea más clara de la problemática que aqueja al instituto, por los pagos elevados de la tarifa eléctrica y así proponer nuevas alternativas para usos eficientes de energía.
- b. Con el dimensionamiento fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red de baja tensión y la utilización de la tecnología led en iluminación, será una de las tantas soluciones al problema del consumo como opción de generación para su uso eficiente, y con ideas de inyectar energía al sistema eléctrico.
- c. Con la simulación y/o modelamiento, podremos visualizar los perfiles de tensión y corriente, cargabilidad de conductores, transitorios, teniendo además una evaluación técnica económica para apreciar los resultados del beneficio – costo del estudio.

## **1.7.3. Variables.**

### **1.7.3.1. *Variables dependientes***

- Uso eficiente.

### **1.7.3.2. *Variables independientes.***

- Sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica.

## **1.7.4. Indicadores.**

- **Calidad.**
  - Tensión [V]
  - Factor de potencia [%]
- **Confiabilidad.**
  - Cargabilidad de las líneas [%]
  - Índice de interrupciones [%]

- **Eficiencia.**
  - Potencia [W]
  - Pérdidas técnicas [%]
- **Perfiles de tensión.**
  - Alta tensión [V]
  - Media tensión [V]
  - Baja tensión [V]
- **Demanda.**
  - Energía [Kw.h]

#### **1.7.5. Operacionalización de variables.**

Se muestra en el cuadro 1.1.

**Cuadro 1.1** Cuadro de operacionalización de variables.**Cuadro de Operacionalización de Variables**

Variable Fáctica (Problema)	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos
1 Elevado consumo eléctrico.	1.1 Opción Tarifaria. 1.2 Uso eficiente. 1.3 Cultura de uso racional de la energía.	1.1.1 Costo GART. 1.2.1 Nuevas tecnologías. 1.3.1 Ahorro.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifa eléctrica.</li> <li>• Paneles solares, tecnología led, etc.</li> <li>• Capacitaciones.</li> </ul>
Variable Temática (Teoría, Metodología - Soporte)	Ejes de Investigación	Sub ejes del Estudio	Instrumentos
2 Análisis de una nueva alternativa para su uso eficiente.	2.1 Marco normativo. 2.2 Generación fotovoltaica de autoconsumo con conexión a la red de baja tensión.	2.1.1 Comparación de normatividades en generación. 2.2.1 Modelamiento pre-operativo. 2.2.2 Evaluación técnica - económica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.</li> <li>• Simulación de autoconsumo con interconexión a la red.</li> </ul>
Variable Propositiva (Aporte del investigador)	Ejes de Proposición	Sub ejes de la Proposición	Instrumentos
3 Plan de mejorar eficientemente el costo por el servicio eléctrico.	3.1 Disminuir el elevado consumo eléctrico. 3.2 Disminuir el pago por la tarifa eléctrica.	3.1.1 Uso de la tecnología Led en iluminación 3.2.1 Uso de la generación fotovoltaica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atención al cliente.</li> <li>• Propuestas, entrevistas, encuestas.</li> </ul>

*Fuente: Propia.*

## **1.8. Metodología.**

### **1.8.1. Tipo de investigación.**

Por la naturaleza del estudio de tesis, la investigación es de tipo descriptivo propositivo y aplicativo, debido a que nuestro objetivo, es realizar el estudio del Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo con Conexión a la Red Eléctrica y su uso Eficiente de Energía del Instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, desde una nueva perspectiva, sin la necesidad de crearlas, Por lo cual, tan solo, se requiere una recopilación de datos históricos y documentales que se realiza las consultas en fuentes de información tales como Electro Sur Este S.A.A. Páginas web, tesis, catálogos, libros, proyectos, etc. y demás manejos de informaciones referentes al tema.

Los estudios descriptivos miden en forma dependiente las variables y aun cuando no se formulen las hipótesis, tales variables aparecen enunciadas en los objetivos de la investigación<sup>4</sup>.

#### **Y tipo aplicada.**

Es investigación es también del tipo Aplicada, debido a enmarcar la innovación tecnológica.

### **1.8.2. Enfoque de la investigación.**

El enfoque utilizado es cuantitativo por otorgar control sobre los fenómenos analizados, emplear estadísticas y experimentación, además de realizar análisis de causa – efecto.

### **1.8.3. Diseño de la investigación.**

El diseño del estudio es el análisis documental, evaluativo propositivo y de desarrollo. Se entiende, por la investigación de campo, el análisis sistemático del problema en realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores contribuyentes, explicar sus causas y su efecto, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de la investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de la investigación a partir de datos originarios y primarios.

Por otra parte, se llama de campo, ya que la información se recoge en su ambiente, por lo que la intención de esta investigación es medir principalmente los efectos económicos, posteriormente los efectos eléctricos que se ha generado la utilización de esta tecnología como una de muchas soluciones existentes para el uso adecuado de la energía solar fotovoltaica.

---

<sup>4</sup> ARIAS, FIDIAS; 1999.

De acuerdo con Jacqueline (2005) “la investigación de campo es aquella en que el mismo objeto de estudio sirve como fuente de información para el investigador. Consiste en la observación directa y en vivo, de cosas, comportamiento de personas, circunstancias en que ocurren ciertos hechos; por ese motivo la naturaleza de las fuentes determina la manera de obtener los datos”.

#### **1.8.4. Población y muestra.**

##### **1.8.4.1. Población.**

La población del presente trabajo de tesis está conformada por el instituto Blue Ribbon Internacional Cusco.

##### **1.8.4.2. Muestra.**

Viene a ser el mismo instituto, debido a que el estudio abarca toda la infraestructura eléctrica.

#### **1.8.5. Técnicas y recolección de datos.**

**Las técnicas a utilizar para este caso serán:**

a) **El análisis documental**, una vez definida de forma clara nuestros objetivos del estudio de tesis, se realizarán rastreos de informaciones historiales, esto con el fin de lograr lo requerido. Los documentos a revisar serán como libros, o parte de ese libro, un artículo, boletines o una parte de ese boletín, la revisión de bibliografías referidos al tema, documentos de la especialidad, fichas técnicas, tesis.

b) **La entrevista**, informaciones valiosas con personas que tienen mayor conocimiento del tema, (ELSE, Municipalidades, Gobiernos Regionales, Estaciones Meteorológicas, Docentes Universitarios, Ministerios y otras entidades competentes).

c) **La observación de campo**, recolección de datos de primera mano como levantamiento de planos que son indispensables en este tipo de trabajos, en este caso nuestro soporte técnico será es la guía de observación.

d) **La simulación**, se realizará una simulación de autoconsumo con interconexión operativa a la red y condiciones técnicas que se requiere analizar, flujo de potencia, transitorio de interconexión, cortocircuito.

#### **1.9. Tratamiento de Datos**

Es necesario ubicar los datos, ordenarlos, seleccionarlos, resumirlos para posteriormente presentarlos en cuadros, gráficas, esquemas, etc.

### 1.10. Herramientas para el Procesamiento de Datos

Son necesarios hacer uso de la base de datos de la NASA para la obtención de la irradiación disponible, PV-Sol, para el caso del dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico, AutoCAD para el dibujo de diversos planos, y DIgSILENT para la simulación eléctrica, formatos de auditoría energética, y algún otro software de ingeniería conjuntamente para analizar los impactos en flujo de potencia incluido los Office.

### 1.11. Análisis de Datos

- Revisión, análisis y resumen de partes importantes de la información obtenida.

### 1.12. Matriz de Consistencia.

La Matriz de Consistencia para nuestro proyecto de tesis como ingeniería aplicada presenta en forma resumida los aspectos más importantes de la tesis. Posee cuatro columnas que suministran la siguiente información:

- Un resumen narrativo de los objetivos y las actividades.
- Indicadores (Resultados específicos a alcanzar).
- Medios de Verificación.
- Supuestos (factores externos que implican riesgos).

Y cuatro filas que presentan información acerca de los objetivos, indicadores, medios de verificación y supuestos en cuatro momentos diferentes en la vida del proyecto:

- Fin al cual el proyecto contribuye de manera significativa luego de que el proyecto ha estado en funcionamiento.
- Propósito logrado cuando el proyecto ha sido ejecutado.
- Componentes/Resultados completados en el transcurso de la ejecución del proyecto.
- Actividades requeridas para producir los Componentes/Resultados.

Por otro lado, se adicionó una columna donde se detalla la metodología de investigación aplicada.

Finalmente, para interpretar esta matriz de consistencia, se debe conocer lo siguiente:

**RESUMEN NARRATIVO DE OBJETIVOS:** La lógica Vertical, corresponde a la columna de objetivos (A)

La matriz de consistencia, se construye de forma tal que se puedan examinar los vínculos causales de abajo hacia arriba entre los niveles de objetivos, a esto se le denomina Lógica Vertical. Si el estudio de tesis está bien diseñado, lo que sigue es válido:

**MEDIOS DE VERIFICACIÓN:** La lógica Horizontal, corresponde a la columna de objetivos (**B**)

El conjunto Objetivo–Indicadores-Medios de Verificación define lo que se conoce como Lógica Horizontal en la matriz de marco lógico.

**SUPUESTOS:** Relación entre supuestos y objetivos (**C**)

Cada estudio de tesis referido al tema, comprende riesgos ambientales, financieros, institucionales, sociales, políticos, climatológicos u otros factores que pueden hacer que el mismo fracase, ver el cuadro 1.3.

**Cuadro 1.2** Interpretación de la matriz de consistencia.

Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin			→ <b>C</b>
Propósito		<b>B</b>	
Componentes			
Actividades			

*Fuente: Invierte. pe*

Cuadro 1.3 Matriz de consistencia.

“ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO”					
	Resumen de Objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos	Metodología aplicada
<b>FIN</b>	Realizar un estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica y uso eficiente de energía del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco	Disminución del consumo eléctrico (pago por la tarifa eléctrica) del instituto e ingresos por venta de potencia.	Uso del sistema fotovoltaico, la tecnología led en iluminación y por parte del instituto. Las valorizaciones mensuales efectuadas por la entidad concesionaria ELSE	La utilización de estas tecnologías, el marco legal de la opción tarifaria seguirá vigente. Por otro lado, el costo de la energía inyectada tendrá una ligera tendencia de subida.	<b>TIPO CUANTITATIVO (APLICADA)</b> Debido a que se requiere la recopilación de datos existentes sin necesidad de crearlas, y busca resolver el problema mediante una alternativa de solución a partir de un historial.
<b>PROPÓSITO</b>	Modelar, simular y evaluar las implicancias técnicas con y sin la inserción fotovoltaica a la red de distribución en baja tensión Wánchaq (perfiles de tensión, corriente, cargabilidad de los conductores, transitorios) conjuntamente con una evaluación técnica – económica.	Calidad de producto (perfiles de corriente, tensión, frecuencia, perturbaciones, armónicos, transitorios, cortocircuitos), calidad de suministro (interrupciones), eficiencia	Modelamiento preoperativo para verificar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico	Se cuenta dentro de los márgenes permitidos por parte de las normativas nacionales como la NTCSE DS020-97-EM, incluido las internacionales	<b>NIVEL DESCRIPTIVO, EXPLICATIVO Y PROPOSITIVO.</b> Se busca el por que de la causa a partir de la problemática que se encuentra en el lugar de estudio. Enmarcando la innovación tecnológica.
<b>COMPONENTES</b>	Dimensionar el sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica, a partir de la auditoria energética del instituto para su uso eficiente.	Costo (con IGV) Preliminar: Miles de soles <b>Conceptos:</b> a) Componentes fotovoltaicos S/.117,667.1 b) Componentes eléctricos, estructurales e instalación S/.25,829.40 c) Inversión inicial del SFV S/.143,496.4 d) Sustitución de componentes S/.16,621.60 <b>TOTAL, S/.160,118.0</b>	Contratos, facturas, liquidaciones	Se cuenta con los recursos materiales y financiamiento, así como la innovación tecnológica al alcance, no existe el incremento del costo de la inversión fotovoltaica del estudio de tesis	<b>DISEÑO NO EXPERIMENTAL</b> Ya que se observan los fenómenos o acontecimientos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos.
<b>ACCIONES Y/O ACTIVIDADES</b>	Diagnosticar y/o evaluar el desempeño energético actual, auditoria energética del instituto.	Informe de avance de tesis con visiones fotovoltaicos y la utilización de nuevas tecnologías en iluminación.	Indicadores de calidad de producto y uso eficiente de energía	Se encuentra con la información disponible, evitando así cualquier retraso	

Fuente: Propia.

---

## 2. CAPÍTULO II

# MARCO NORMATIVO – TEÓRICO.

---

## **2. MARCO NORMATIVO - TEÓRICO.**

### **2.1. Introducción.**

Nuestro país es tradicionalmente un país donde una de las opciones en generación eléctrica se ha sustentado en fuentes de energías renovables como la energía solar. Esto significa que nuestro desarrollo energético contribuye la reducción del efecto invernadero y evitar el cambio climático que hoy en día perjudica al planeta, con un desarrollo que se sustenta mayoritariamente en fuentes limpias de energía.

El aporte de energía solar es una de las muchas tecnologías existentes y amigables con el medio ambiente que diversifican la fuente de energía empleada mediante una fuente totalmente limpia, y al mismo tiempo implica un ahorro económico importante y una reducción significativa de las emisiones tóxicas como es el caso del dióxido de carbono.

En ese entender, el presente capítulo se describirá todo lo referente a los sistemas fotovoltaicos, para ello es necesario explicar brevemente el fundamento teórico relacionado a los Recursos Energéticos Renovables (RER), la energía solar y su aplicación en los sistemas fotovoltaicos, el sustento de la normatividad existente.

En tal sentido el presente capítulo pretende dar una sólida perspectiva teórica – normativa, que haga explícitos los conceptos y supuestos que dan origen a la propuesta que se plantea para el uso eficiente de energía dentro de los cuales abarcan utilizar tecnologías ahorrrativas con de generación fotovoltaica.

## 2.2. Marco Normativo.

### 2.2.1. Marco legal peruano de energías renovables.

Así tenemos, cronológicamente, las siguientes normas que conforman el marco regulatorio de los RERs en el Perú:

- Ley de la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables - Decreto Legislativo N° 1002 (mayo 2008).
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables - Decreto Supremo N° 012-2011-EM (marzo 2011).
- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844.
- Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Decreto Ley N° 28832 (Julio 2006).
- Aprueban Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022 – Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM-DM (mayo 2013).
- Modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas y Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú - **Decreto Legislativo N° 1221 (Setiembre 2015)**.
- Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red - Decreto Supremo N° 020-2013-EM (junio 2013).

### 2.2.2. Análisis del D.L. N° 1002 (RER).

**Artículo 1: (Objeto):** “Dicho Decreto Legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad”.

Este Decreto Legislativo aplica a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La obtención de los derechos eléctricos correspondientes, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias.

**Artículo 2: (Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad):** “Declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER”.

El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.

**Artículo 3: Recursos energéticos renovables (RER):** Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

### **2.2.3. Análisis del D.L. N° 1221 (Conexión a la red pública con energías renovables).**

D.L. N° 1221 (set. - 2015) “Decreto Legislativo que Mejora la Regulación de Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú”:

A diferencia de muchos países, Perú se concentró durante años con éxito en grandes instalaciones conectadas a la red, solamente realizable a través de consorcios internacionales. Una conexión individual a la red nunca fue regulada. Aunque el cambio está en preparación desde 2014, la falta del reglamento impide una conexión individual, posible ya en 12 países de Latino-América:

El gobierno, con fecha **24 de septiembre de 2015**, pasó el Decreto Legislativo **No. 1221<sup>5</sup>**, que busca mejorar la regulación de la distribución de electricidad. Este decreto incluye en su artículo 2 'Generación Distribuida', que:

**2.1** Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o **pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución**, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado.

**2.2** La potencia máxima señalada en el numeral anterior, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que permitan la generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre generación distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas.

---

<sup>5</sup> Disponible en: <https://deltavolt.pe/documentos/Decreto-Legislativo-1221-Diario-Oficial-El-Peruano.pdf>

Una vez en vigencia, que depende de la publicación del respectivo reglamento, cualquier persona o entidad puede instalar su sistema propio y conectarse a la red pública dentro de los límites a establecer.

Es un avance de gran importancia. Con esta conexión se puede usar sistemas sin baterías que reducen los costos de la instalación en tal manera que en sitios favorables puede ser económicamente rentable. Esta generación distribuida, sobre todo en zonas remotas, aparte de otras ventajas, ayuda estabilizar la red eléctrica, reduciendo por ejemplo caídas de voltajes.

#### **2.2.4. Crítica del D.L. N° 1221 (Conexión a la red pública con energías renovables).**

Lamentablemente, hasta ahora (agosto 2021), (entro en vigencia dicho año con excepción a las modificaciones realizadas sobre la regulación de la generación distribuida)<sup>6</sup> el mismo que entrará en vigencia a la publicación del reglamento específico, lo que fecha no se tiene aún resultados sobre el reglamento. más de 4 años y media después de su publicación, como dijimos todavía no entro las modificatorias del reglamento en vigencia, y según mi opinión ya deberíamos de impulsar estudios de paneles solares con interconexión operativa al sistema eléctrico ya que de alguna forma tendremos ya vigente este decreto conjuntamente con sus modificatorias realizadas sobre la regulación de la generación distribuida para así tener los beneficios que se pueda obtener tanto el sistema como el propietario de la generación fotovoltaica.

#### **2.2.5. Subastas RER.**

El gobierno peruano ha dispuesto que el mecanismo de promoción de los RER sean las subastas (D.L. N° 1002), que serán convocadas con una periodicidad no menor a dos años, en ella se solicitará la energía requerida en MWh/año (con tecnologías biomasa, eólica, solar, geotérmica y mareomotriz) más un adicional de pequeñas hidroeléctricas (menores a 20 MW).

Los criterios y alcances del marco jurídico para las SUBASTAS son los siguientes:

- **PORCENTAJE OBJETIVO:** El MINEM fija un porcentaje objetivo de energía requerida (incluye centrales hidroeléctricas menores a 20 MW) cada 5 años. Para los primeros 5 años es el 5% del consumo de energía nacional.

---

<sup>6</sup> XXIV Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXIV- SPES), Huaraz, 13 -17.11.2017 Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa (UNSA), Departamento de Ingeniería Eléctrica.

- **INCENTIVOS OFRECIDOS:** El ganador de la subasta tiene prioridad en el despacho de carga y en el acceso a las redes de transmisión y distribución, también goza de tarifas estables a largo plazo (determinadas mediante subasta).
- **COMITÉ:** Es el encargado de conducir todo el proceso de subasta y está integrado por tres (3) miembros: dos (2) designados por OSINERMINING y uno (1) designado por el MINEM.
- **GARANTÍAS:** Como garantía, el ganador de la subasta dejará una carta fianza de seriedad de oferta y de fiel cumplimiento.
- **TARIFA BASE:** Es también llamada “Precio Máximo de Adjudicación” y es la tarifa máxima monómica, es decir, es el precio total y único por concepto de venta o compra de energía y potencia calculada por OSINERMINING para cada tipo de tecnología con generación RER. Se mantiene en reserva y en custodia hasta el acto de adjudicación y se hará público sólo si no hubiera ofertas suficientes para cubrir el 100% de la energía requerida a un precio inferior a la Tarifa Base.
- **TARIFA DE ADJUDICACIÓN:** Es la tarifa que resulta como consecuencia del proceso de subasta de los proyectos RER y es firme durante el plazo de vigencia, es decir, es la tarifa que se garantiza al ganador de la subasta por la venta de su producción de energía, expresada en US\$/MWh.

## **2.2.6. Marco legal español.**

### **A. Real decreto 1699/2011:**

El 8 de dic. - 2011 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) “Diario Oficial del Estado Español” el R.D. 1699/2011, llamado a ser el decreto que regulara el Autoconsumo, pero nada más lejos de la realidad. De hecho, esta nueva normativa lo único que regula son las condiciones de solicitud, los procedimientos de conexión y las condiciones técnicas para instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Lo positivo es que legaliza las instalaciones de autoconsumo que hasta ahora estaban en un vacío legal y permite instalar contadores en paralelo para computar la energía autoconsumida (Artículo 18) y ceder la energía generada a terceros (Anexo III) aunque no se especifica cómo se debería hacer.

A modo de resumen las principales características de esta normativa son:

- a) aplica a instalaciones de generación fotovoltaica y eólica de potencia no superior a 100 kW, así como a otras mayores de cogeneración y biomasa de hasta 1.000 kW (artículo 2).

b) El estudio de conexión que sirve para averiguar la viabilidad de la conexión corre a cargo de la empresa distribuidora y debe ser respondido en el plazo máximo de 1 mes (artículo 5).

c) El productor puede utilizar para autoconsumo la energía generada y ceder los excedentes a un tercero o entregar la energía a la empresa distribuidora, pero el R.D. no indica ningún régimen económico para esta energía ni la manera en que se debe articular esta cesión.

d) Las instalaciones de generación de menos de 20 kW que cuenten con conexión a la red y que se encuentren en suelo urbanizado solo abonaran el coste de acometida (artículo 6), evitándose de esta manera el coste de infraestructuras adicionales que la empresa distribuidora pudiera exigir.

e) Las instalaciones de menos de 10 kW con suministro ya contratado (todos los consumos domésticos y la mayoría de los pequeños comercios) se podrán tramitar por medio de un procedimiento abreviado (artículo 9) y no se exigirá depósito de aval.

f) Se instalará un contador independiente para la instalación de autoconsumo. En caso de entregar la energía excedentaria se puede instalar un contador bidireccional, que permite medir tanto la energía generada como la consumida. (Artículo 18).

g) La disposición adicional segunda establece que las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo serán reguladas por un nuevo Real Decreto antes del mes de abril del 2012.

El Real Decreto 1699/2011 no dice nada al respecto del balance neto (net metering) existente ya en muchos países y que consiste en que el usuario consume su electricidad y, en caso de excedente, por cada kW generado tiene derecho a no pagar un kilovatio consumido en la red convencional.

La gran aportación de esta norma es que modifica el actual modelo centralizado de generación y hace posible que viviendas y pequeños comercios e industrias se conviertan en centrales eléctricas, distribuyendo de esta manera la generación de energía, posibilitando la instalación de mini eólicas, y otras instalaciones de autoproducción (solar, biomasa, etc.) que hasta ahora eran completamente ilegales.

El autoconsumo por tanto proporcionará muy pronto una generación eléctrica más sostenible y distribuida, produciendo al mismo tiempo un ahorro económico.

## **B. Real Decreto de autoconsumo fotovoltaico 900/2015:**

Finalmente, aunque con algunos años de retraso, el pasado 9 de octubre del 2015 se aprobó el Real Decreto de Autoconsumo 900/2015 por el que se regula como legalizar las instalaciones de energía solar fotovoltaica y energía eólica de autoproducción de energía eléctrica.

Si bien la Directiva Europea de 2009/28 CE de fomento del uso de las energías renovables ya instaba a la simplificación de los trámites administrativos para favorecer el autoconsumo eléctrico, el nuevo Real Decreto de autoconsumo no colabora a simplificar el marco legal, más bien todo lo contrario, ya que las características que deben tener las instalaciones conectadas a la red y el cálculo en determinados casos del denominado “impuesto al sol” no es una tarea sencilla

Pero, en fin, ya que esta es la regulación que tenemos vigente en estos momentos y a la espera de tiempos mejores que traigan normativas más favorables para el autoconsumo eléctrico de instalaciones conectadas a la red, vamos a realizaros un breve resumen con los puntos básicos del R.D. de Autoconsumo 900/2015 para instalaciones de energía solar fotovoltaica o energía eólica:

### **a) Instalaciones objeto del Real Decreto de autoconsumo fotovoltaico:**

Cualquier instalación conectada a la red eléctrica, incluso las que dispongan de un sistema de inyección cero a la red.

En el Artículo 2 del Título I, se especifica el ámbito de aplicación del real decreto de autoconsumo: “...instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante”.

NO son objeto del decreto las instalaciones aisladas ni los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de interrupción de alimentación en la red.

La normativa también especifica que: “...las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se consideraran aisladas”.

### **b) Modalidades de autoconsumo fotovoltaico:**

- Modalidad tipo 1: corresponde a las instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. Sólo existe un único sujeto, el consumidor.

- Modalidad tipo 2: cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro de

instalaciones de producción de energía eléctrica. Existen dos sujetos, el productor y el consumidor.

**c) Requisitos de la modalidad de autoconsumo fotovoltaico tipo 1:**

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- La potencia de la instalación de generación será inferior a la potencia contratada.
- El titular del consumo y la producción será el mismo.
- Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir con el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

**d) Requisitos de la modalidad de autoconsumo fotovoltaico tipo 2:**

- La suma de las potencias de producción será igual o inferior a la contratada.
- Si existen varias instalaciones de producción, el titular de todas será la misma persona física o jurídica.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir con la normativa vigente del sector eléctrico. (RD 1955/2000, RD 1699/2011, RD 413/2014).

**e) El uso de baterías de acumulación.**

Sí, se pueden usar baterías. En el Título II, Artículo 5. Punto 5 de real decreto de autoconsumo se establece: "...se podrán instalar elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo...". Aunque más adelante explicaremos qué implicación tiene su uso a efectos de pagar cargos complementarios, ya que la instalación de baterías no se incentiva.

**f) Solicitud de nueva conexión o modificación de la existente.**

Sí, se debe solicitar nueva conexión eléctrica o modificar la existente según el nuevo real decreto de autoconsumo a la empresa distribuidora, con los siguientes matices:

- Para la modalidad tipo 1 con potencia contratada inferior o igual a 10 kW, CON dispositivo de inyección cero (sin verter excedentes a la red): Los usuarios están exentos del pago de estudios de acceso y conexión a la red. Esto significa que sólo con la solicitud, la compañía no se puede negar a aceptar el nuevo punto de conexión.
- Para la modalidad tipo 1 con potencia contratada inferior o igual a 10 kW, SIN dispositivo de inyección cero, o para la modalidad tipo 2 será de aplicación el procedimiento de conexión establecido en el RD 1699/2011.

### **g) Instalación de equipos de medida.**

Sí, el real decreto de autoconsumo obliga a tener algunos dispositivos de medida en ciertos puntos de la instalación que varían según el tipo de modalidad.

- Para la modalidad tipo 1: Es obligatorio disponer de un equipo de medida que registre la energía neta generada por la instalación. Es obligatorio tener otro equipo de medida de energía independiente del anterior en el punto de frontera.

- Para la modalidad tipo 2:

- a. Con carácter general: es obligatorio disponer de un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta. Un equipo de medida que registre la energía consumida total.

- b. Si la potencia de la instalación no es superior a 100 kW: es obligatorio un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta. Un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto de frontera de la instalación.

El real decreto de autoconsumo establece que opcionalmente en la modalidad tipo 1 y en la modalidad tipo 2, si la instalación no es superior a 100 kW, se puede colocar un equipo de medida que registre la energía total consumida. Esta opción NO se recomienda en ningún caso a excepción de instalaciones con baterías, ya que colocar este equipo de medida afecta directamente al cálculo de los cargos fijos que se detallan en el siguiente punto.

### **h) Cargos o impuestos adicionales.**

Existen dos posibles cargos en función de las características de la instalación: El cargo variable sobre el autoconsumo horario y el cargo fijo según el término de potencia:

- El cargo variable: Se aplica sobre la energía producida y autoconsumida. Es la diferencia entre toda la energía producida y los excedentes sobrantes vertidos a la red. Quedan eximidas de pagar este impuesto las instalaciones de potencia inferior o iguales a 10 kW.

- El cargo fijo: Este cargo es un poco complejo de calcular. Así que vamos a detallar la explicación:

En el artículo 3 de la disposición transitoria primera: “Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo” detalla: “...Se aplicará cargos fijos en función de la potencia...” “...para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. En todos los casos se considerará esta diferencia nula cuando el valor sea negativo.”

Según la definición del artículo 3, la potencia de aplicación de cargos es "...la potencia requerida por la instalación del consumidor en un período tarifario".

Así pues, de acuerdo con el anexo I del real decreto de autoconsumo, esta potencia se calcula de las siguientes maneras, (siendo  $P_{ac}$  la potencia de aplicación de cargos y  $P_f$  la potencia de facturación):

- Cuando se disponga de equipo de medida en el consumo total:  $P_{ac} = P_f$
- Cuando no se disponga del equipo anterior y sin baterías:  $P_{ac} = P_f$  equipo medida en punto de frontera.
- Cuando no se disponga del equipo anterior y con baterías:  $P_{ac} = P_f$  equipo medida en punto frontera + Potencia máxima de generación.

Dado que como hemos visto en el punto anterior (g) Equipos de medida) el equipo de medida en el circuito de consumo sólo es obligatorio para las instalaciones superiores a 100kW, el cargo fijo de potencia solo se aplicará para instalaciones mayores a 100kW de potencia o en instalaciones con baterías de acumulación.

#### **i) Registro administrativo de autoconsumo fotovoltaico:**

Todos los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo eléctrico deberán solicitar la inscripción al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. El registro corresponde a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La inscripción la realizará el titular del punto de suministro, o en el caso de la modalidad tipo 1 la empresa instaladora en nombre del titular del punto de suministro.

### **2.2.7. Controversias técnicas y legales del momento al 2021.**

#### **A. Controversia técnica.**

Según el decreto legislativo 1221, establece como requisito lo siguiente (MINEM, 2018): En el numeral 3.2.8.6 (control de potencia reactiva): Para la instalación del MCD el factor de potencia deberá ubicarse entre -0.95 y 0.95 (capacitivo e inductivo).

Nuestro inversor seleccionado, según las características técnicas, tiene un factor de potencia 1, por lo que genera netamente potencia activa.

Según las cargas del instituto, estas requieren también potencia reactiva por algunos pequeños motores que existe, es ahí una de las limitaciones técnicas que se tiene actualmente en cuanto al dimensionamiento de un banco de capacitores.

**Ojo:** Aclarando dicho punto, tanto las simulaciones y los resultados obtenidos que se hizo en el capítulo 5 con el software DIGSILENT 15.1.7, se consideró un factor de potencia de 0.95 inductivo, mas no se consideró dentro de dicho capitulo el dimensionamiento propiamente dicho del banco de capacitores que no pudieran proporcionar dicha potencia reactiva requerida.

Por otro lado, la controversia técnica para una microgeneración distribuida (generación distribuida domiciliaria), es el límite de potencia de generación con un máximo de 200 kW, ya que si quisiéramos aumentar la potencia generada del instituto seria dicho máximo valor, caso contrario pasaría a ser una mediana generación distribuida que implicaría un estudio profundizado de operatividad en cuanto a la estabilidad de tensión, frecuencia, condiciones riguroso de inyección de potencia reactiva a la red, etc.

### **B. Controversia legal.**

Según el Decreto Legislativo N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 24 de septiembre de 2015:

Mediante el Decreto Legislativo N° 1221, que fue promulgado, se modifican múltiples artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, a efectos de mejorar la regulación de la distribución de electricidad y promover su acceso en el Perú (Decreto Legislativo N° 1221, 2015).

Por otro lado, el "Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida", presentado por el Ministerio de Energía y Minas el 2018 menciona lo siguiente (MINEM, 2018):

En su capítulo I, (disposiciones generales), artículo 1 (definiciones), clasifica la generación distribuida como:

**Mediana generación distribuida (MGD):** Instalación cuya base normativa corresponde a la ley, con capacidad mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW, que se conecta a la red de distribución en media tensión (MINEM, 2018).

**Microgeneración Distribuida (MCD):** Instalación de titularidad de un usuario del servicio público de electricidad, cuya base normativa corresponde al DL 1221 y que se conecta a la red de distribución en baja tensión o media tensión. La potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia del suministro contratada con la empresa de distribución eléctrica (EDE) y en ningún caso dicha potencia máxima superará los 200 kW (MINEM, 2018).

Sabemos que, desde el año 2018, año donde se presentó y aún sigue manteniéndose como proyecto y que apruebe el decreto ley N° 1221, está pendiente la aprobación del Reglamento de la generación distribuida en el Perú.

Si bien el Proyecto establece reglas tanto para la MGD (equivalente a la Generación Distribuida No Domiciliaria) como para la MCD (equivalente a la Generación Distribuida Domiciliaria), diversas secciones del Proyecto se remiten a procedimientos a ser aprobados por el MINEM, el COES y el OSINERGMIN de manera posterior a la publicación de la aprobación del reglamento los cuales son denominados “Procedimientos MGD” y “Procedimientos MCD” (Eduardo, 2018).

Por lo que nuestra tesis se encuentra enmarcada dentro de la MCD, en base a lo expuesto, la limitación legal que tiene como operatividad, legalmente no se puede aún conectar o inyectar energía excedente que produce nuestros paneles solares a la red de baja tensión, pero sí como autoconsumo.

Por otro lado, no es delito legalmente, siendo nuestra tesis como un estudio de preoperatividad, elaborar dicho estudio de ingeniería aplicada y que en cualquier momento pudiera entrar en vigencia dicha ley, siendo posible que la energía fotovoltaica producida, el excedente sea inyectada a la red.

### **C. Compensaciones esperadas.**

El proyecto presentado por el Ministerio de Energía y Minas, propone una serie de reglas que se deben cumplir para que las empresas de distribución eléctrica (EDE) permitan su conexión a las redes de distribución, tales como la presentación de una solicitud con las características principales del proyecto respectivo y requiriendo la información que sea considerada en el Procedimiento MGD y MCD correspondiente. Se precisa que se deberá desarrollar un estudio de conexión (estudios de operatividad), el cual podrá ser preparado por el interesado o la EDE, que permitirá la posterior suscripción de un Convenio de Conexión y de Operación.

El Reglamento propuesto tiene la siguiente estructura:

- Título I: Disposiciones Generales.
- Título II: Régimen Aplicable a la Mediana Generación Distribuida (MGD).

Capítulo Primero: Conexión a la Red de Distribución.

Capítulo Segundo: Régimen de la operación de la MGD. Capítulo Tercero: Régimen Comercial y tarifario.

- Título III: Régimen aplicable a la Microgeneración Distribuida (MCD).

Capítulo Primero: Conexión a la Red de Distribución.

Capítulo Segundo: Régimen de la operación, comercial y tarifario de la MCD.

- Título IV: Solución de controversias, supervisión y fiscalización.

Por lo que la comercialización (compensación o retribución) sería de la siguiente manera:

En su título III (régimen aplicable de la microgeneración distribuida, MCD), en su capítulo primero (conexión a la red de distribución), menciona (MINEM, 2018):

#### **Artículo 16.- Solicitud de Factibilidad y Estudio de Conexión**

16.1 La solicitud de factibilidad de conexión será presentada por el Interesado a la EDE adjuntando el recibo de pago por la elaboración del Estudio de Conexión, el cual será realizado por la EDE en caso lo considere conveniente, conforme al Procedimiento MCD aplicable.

“Lo que nos indica que las compensaciones, retribución o comercialización de los excedentes serán iguales al procedimiento de un MCD que a continuación describimos”:

#### **En su título II, capítulo tercero (Régimen comercial y tarifario de una MGD):**

#### **Artículo 14.- Comercialización de potencia y energía del MGD**

14.1 La MGD podrá vender la energía que produzca mediante contratos de suministro suscritos con la EDE para el abastecimiento a sus Usuarios Regulados. La remuneración máxima será:

a) Por la energía, el Precio Básico de Energía determinado por OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria; y,

b) Por la potencia, el Precio Básico de Potencia determinado por OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria.

14.2 Adicionalmente la MGD podrá optar entre las siguientes modalidades de comercialización:

a) Mediante contrato de suministro suscrito con la EDE para el abastecimiento a Usuarios Libres, a precios libremente acordado entre las partes.

b) Mediante contrato de suministro suscrito con Usuarios Libres, a precios libremente acordado entre las partes.

c) Mediante participación en licitaciones de suministro de electricidad al amparo de la Ley.

d) A través de inyecciones de Excedentes MGD al mercado mayorista de electricidad, siendo integrante del COES.

14.3 La MGD asumirá los peajes correspondientes y transferirá los montos recaudados conforme al artículo 137 del Reglamento de la LCE.

### **Artículo 15.- Energía y Potencia Firme de la MGD**

Para determinar la Potencia y Energía Firme a que se refiere el Reglamento de la LCE, se emplearán los mismos criterios y premisas regulados en los Procedimientos Técnicos COES correspondientes para cada tipo de tecnología.

Por otro lado, en su título III, capítulo segundo fundamenta lo siguiente:

### **Régimen de operación, comercial y tarifario de la MCD**

#### **Artículo 19.- Condiciones de operación**

19.1 La instalación de MCD generará libremente sin necesidad de un coordinador de despacho. La producción de energía será utilizada para abastecer el consumo del usuario, siendo los Excedentes de la MCD inyectados a la Red de Distribución.

19.2 Las características y el funcionamiento de los aspectos técnicos serán definidas en el Procedimiento MCD correspondiente.

#### **Artículo 20.- Comercialización de la energía del MCD**

20.1 Por el consumo de energía la MCD deberá pagar los peajes y cargos tarifarios correspondientes establecidos en la normativa vigente.

20.2 En caso que en un determinado mes se generen Excedentes de MCD, estos representarán un crédito de energía en favor del titular de la MCD, el cual podrá ser utilizado a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes, teniendo como límite el periodo de un año calendario.

20.3 Los Excedentes MCD que no hayan podido ser utilizados en el periodo de un año, pierden el derecho reconocido en el numeral 20.2 del presente Reglamento.

### **Título IV, solución de controversias, supervisión y fiscalización.**

#### **Artículo 21.- Solución de Controversias**

Las discrepancias o conflictos que se produzcan entre el Generador Distribuido y la EDE por la aplicación del presente Reglamento, serán resueltos por OSINERGMIN conforme a lo establecido en su Reglamento para la Solución de Controversias.

#### **Artículo 22.- Rol de OSINERGMIN**

Corresponde al OSINERGMIN la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del Generador Distribuido, de la EDE y del COES, establecidas en el presente Reglamento, sin embargo:

**D. Tipo de contrato para transferir energía excedente a la red de distribución de ELSE.**

En cuanto al contrato para inyectar energía excedente a la red de BT (Decreto Legislativo N° 1221, 2015), se tiene:

En el numeral 3.2.9.12 (contrato de acceso a la red), indica que el propósito del contrato de acceso es definir las condiciones técnicas, legales y financieras para la inyección en la red pública de distribución de energía eléctrica generada por el productor en el lugar estipulado en las condiciones particulares, RPD, de la energía eléctrica requerida para el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Como parte de su propio consumo (sin incluir el consumo auxiliar), se debe establecer un contrato que permita el acceso al RPD para el retiro además del presente “**CONTRATO DE INYECCIÓN**”

Dicho convenio de acceso contiene condiciones generales aplicables a cualquier instalación de la misma categoría (tensión de conexión y potencia) complementando por condiciones especiales.

La finalidad del convenio de acceso es:

- Las obras de conexión que fueron objeto del convenio de conexión y operación.
- Las características de la instalación de generación.
- La modalidad en caso de cambios en las características que pueda surgir la instalación.
- Las instalaciones de recuento, responsabilidad de ambas partes para el suministro y mantenimiento de los componentes que constituye el dispositivo de recuento.
- El acceso a los datos de conteo, validación de los mismos, su difusión, las modalidades de corrección en caso de falla del conteo.
- Las reglas de gestión para el reactivo inyectado o retirado de la red por la instalación de la generación y las modalidades de facturación correspondientes.
- Los compromisos asumidos por el administrador de la red en términos de falta de disponibilidad de la red, así como la planificación de cortes programados en la red y las operaciones de mantenimiento programados en las instalaciones del productor fotovoltaico.

- Los compromisos asumidos por el productor fotovoltaico y el administrador de la red relativos a la calidad de onda.
- La facturación por concepto de acceso a la red según disposiciones de la normativa aplicable al productor, tarifas de medición clausuras de los reactivos.

Según el decreto legislativo N° 1221, La solicitud de concesión temporal, así como la de extensión del plazo, se sujetan a los requisitos, condiciones y garantías establecidos en el Reglamento correspondiente.

Artículo 25.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva, será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:

a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y certificado de vigencia del poder de su representante legal, debidamente inscritos en /os Registros Públicos.

b) Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda.

c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;

d) Calendario de ejecución de obras, con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial.

e) Presupuesto del proyecto.

f) Especificación de /as servidumbres requeridas.

g) Delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (WGS84) y contrato formal de suministro de energía, en el caso de concesiones de distribución.

h) Resolución aprobatoria del Instrumento Ambiental.

i) Garantía de Fiel Cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento.

J) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de /as obras, tratándose de concesión de generación.

k) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada. respecto de la solvencia financiera del solicitante, tratándose de concesión de generación.

l) Certificado de conformidad del Estudio de Pre-Operatividad emitido por el COES, cuando corresponda.

## **2.3. Marco Teórico.**

### **2.3.1. Recursos energéticos renovables.**

Cuya abreviatura es: (RER) constituyen una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica.

La Energía Renovable se denomina a aquella que se obtiene de fuentes naturales que virtualmente son inagotables o inacabables ya sea porque éstas contienen o albergan una gran cantidad de energía o porque la propia naturaleza las regenera constantemente a través de ciclos preestablecidos.

Esta característica de inagotabilidad es la principal diferencia que existe con la Energía No Renovable o Convencional (como los combustibles fósiles) pues éstos últimos una vez utilizados se extinguen y no se regeneran.

En este orden de ideas, teniendo claro que denominaremos RERs a las fuentes naturales inagotables de energía, podemos mencionar 6 tipos que son las principales RERs y son los siguientes:

#### **2.3.1.1. Energía hidráulica.**

La energía hidráulica o hídrica es “aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial (en conjunto la energía mecánica) de los ríos, saltos de agua o mareas<sup>7</sup>. Como bien señala Sáenz<sup>8</sup> “una central hidráulica aprovecha la energía potencial de una cantidad de agua situada en el cauce de un río para convertirla primero en energía mecánica (movimiento de una turbina) y posteriormente en electricidad. Toda la energía hidráulica, independientemente de su tamaño, es una energía renovable gracias al ciclo hidrológico natural”.

#### **2.3.1.2. Energía solar.**

La energía solar es aquella que recibe la tierra y que proviene del sol, siendo su potencial casi ilimitado que arroja cada año más de 4,000 veces la energía que toda la humanidad consume en el mismo periodo. En términos generales, el Perú dispone, en promedio anual, de 4-5 kWh/m<sup>2</sup> día en la costa y de 5-6 kWh/m<sup>2</sup> día en la selva, según estadísticas recientemente publicadas. Cabe mencionar que la radiación solar puede diferenciarse en dos tipos<sup>9</sup>: i) una radiación directa (aquella que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones

---

<sup>7</sup> En: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/IntroduccionEnergiasRenovables.html>

<sup>8</sup> Sáenz de Miera, Gonzalo. “Un análisis prospectivo de la electricidad en España” en Papeles de Cuadernos de Energía N° 31, Club Español de la Energía e Instituto Español de la Energía, Madrid, 2011, p. 25.

<sup>9</sup> Ver: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/IntroduccionEnergiasRenovables.html>

intermedias) y ii) una radiación difusa (la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y en el resto de elementos atmosféricos y terrestres).

Al respecto es oportuno mencionar que la energía solar con fines de producción de energía eléctrica se puede subdividir en dos clases:

**a) Energía solar fotovoltaica:** es aquella que se basa en la captación de energía solar y su transformación en energía eléctrica por medio de módulos compuestos por células fotovoltaicas, que son dispositivos formados por materiales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos, convirtiendo la energía luminosa en energía eléctrica.

**b) Energía solar térmica:** transforma la energía solar en energía térmica para producir vapor y finalmente energía eléctrica. Según Gonzalo Sáenz<sup>10</sup> “la tecnología mayoritaria (...) es la de colectores cilindro parabólicos (CCP), que concentra el calor en un tubo mediante espejos cilindro parabólicos.

#### **2.3.1.3. Energía eólica.**

La energía eólica es aquella que transforma la fuerza cinética del viento en electricidad a través de turbinas eólicas o aerogeneradores.

#### **2.3.1.4. Energía geotérmica.**

La energía geotérmica es aquella que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor interior de la Tierra. Parte del calor de la Tierra (5,000°C) llega a la corteza terrestre.

#### **2.3.1.5. Energía mareomotriz.**

La energía mareomotriz es aquella que se obtiene de las mareas u oleajes que se configuran como variaciones del nivel del mar. Éstas se producen por la conjunción de las fuerzas gravitatorias entre la luna, la tierra y el sol. La energía mareomotriz se aprovecha normalmente en lugares estratégicos como golfos, bahías o estuarios utilizando turbinas hidráulicas que se interponen en el movimiento natural de las aguas.

---

<sup>10</sup> Ídem, p. 27.

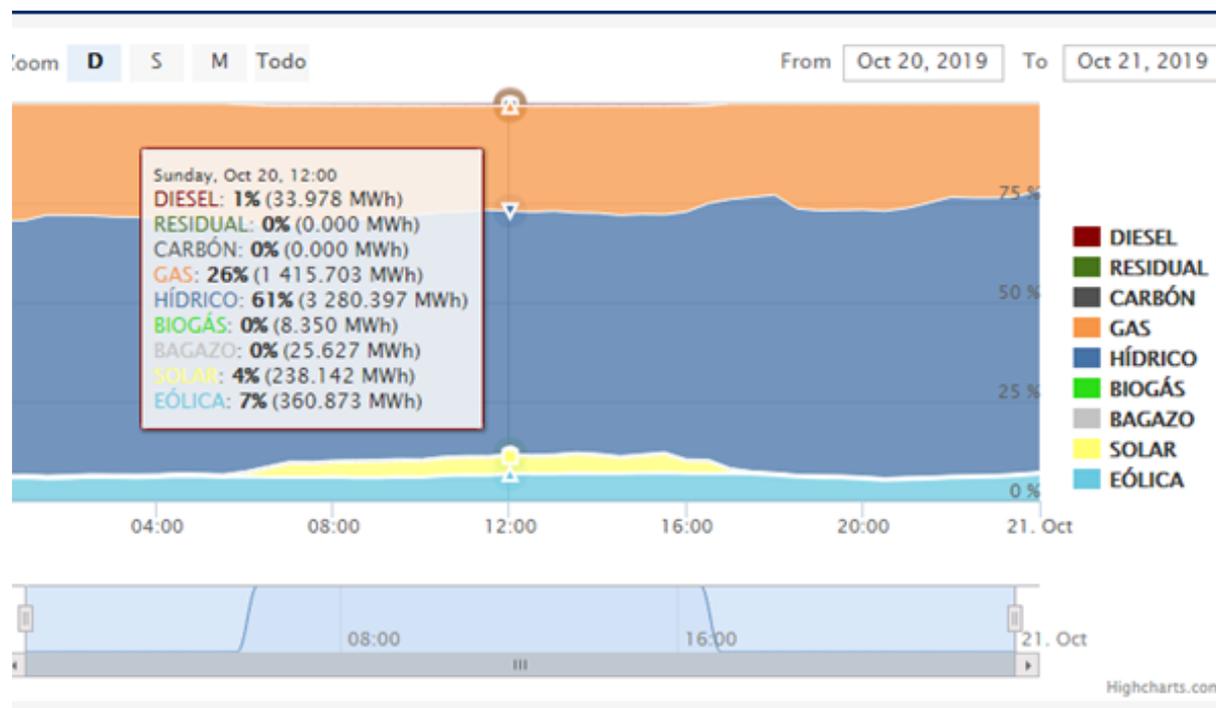
### 2.3.1.6. Biomasa.

La biomasa es un conjunto de material orgánico que tiene un alto contenido energético. La formación de la biomasa se da a partir de la energía solar que permite el proceso denominado fotosíntesis vegetal. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético en materiales orgánicos de alto contenido energético. Mediante estos procesos, la biomasa almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado”<sup>11</sup>.

### 2.3.2. Plan energético nacional.

A continuación, disponemos de los gráficos estadísticos según COES.

**Gráfico 2.1** Según el Tipo de Producción de Energía Eléctrica SEIN.



Fuente: COES (Elaboración Propia).

### 2.3.3. Energía solar fotovoltaica SEIN.

Actualmente operan siete parques solares con una capacidad nominal de 280 MWp conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN<sup>12</sup>:

<sup>11</sup> Ibídem.

<sup>12</sup> Disponible en la página oficial del COES.

- Central **Majes Solar**. Situado en Caylloma, Arequipa a 1680 m, fue inaugurado el 31/10/2012. Tiene una capacidad nominal de 20 MWp y la producción anual contratada es de 37.63 GWh.
- Central Solar **Repartición**. También en Caylloma, Arequipa. Fue puesta en marcha a la misma fecha (31/10/2012) y tiene las mismas características que Majes Solar (20 MWp). La producción anual contratada es de 37.44 GWh.
- Central **Tacna Solar**. Situada en Tacna, inició su operación oficial el 31/10/2012. Equipada con un seguidor se calculó un rendimiento de 47.196 GWh anual.
- Central **Panamericana Solar**. Esta planta en Mariscal Nieto, Moquegua tiene 20 MWp de módulos montado sobre un tracker. Su producción anual contratada es de 50,676 GWh.
- Central Solar **Moquegua FV**. También situada en Mariscal Nieto, Moquegua fue inaugurada 2 años después, el 31/12/2014. Tiene una capacidad nominal de 16 MWp y debe producir 43 GW por año.
- Central Solar **Rubi**. Fue construido en Mariscal Nieto, Moquegua y oficialmente puesta en marcha el 31 de enero 2018 (el inicio de producción ocurrió el 16/11/2017). Con una potencia de 144,48 MWp oficial se calcula una producción de 415 GWh pro año. Es la central solar más grande del país y en algunos documentos se menciona una potencia instalada de 179.48 MWp.
- Central Solar **Intipampa**. Esta central inició su operación oficial el 31/03/2018. Tiene 40 MWp con una producción (oferta) de 108,40 GWh.

#### 2.3.4. Energía solar.

La energía solar es aquella obtenida directamente del Sol, gran reactor nuclear esférico, cuyo radio es de  $7 \times 10^5$  km y la temperatura en su superficie de  $5777$  °K. La radiación que emite el Sol, llamada radiación solar, es la principal fuente de energía para nuestro planeta. Sin el Sol, no sería posible la vida en la Tierra, puesto que gracias a dicha radiación la temperatura en la superficie terrestre es  $250$  °C mayor de lo que sería si tan sólo dependiese del calor interno (Guerra, Ballesteros, & Heras, 2008).

En este mismo documento, se considera que el Sol continuamente radia una potencia de  $3,8 \times 10^{23}$  kW, siendo  $1,7 \times 10^{14}$  kW lo que intercepta la Tierra. La potencia interceptada es tan relevante que en un solo día supone una energía cuarenta veces mayor que el consumo energético mundial en un año.

Por otro lado, Romero (2010) argumenta que el Sol en tan sólo un segundo, es capaz de irradiar más energía de la consumida por la humanidad en toda su historia. La intensidad de

radiación que es emitida a la Tierra es constante, lo que varía es la que se recibe finalmente en la superficie puesto que depende de factores como la época del año, la hora del día, la latitud y la climatología (Romero, 2010).

Jarauta (2014) opina que, en el caso de que nos encontremos en el Ecuador terrestre, la radiación será constante a lo largo del año, pero si nos desplazamos hacia el norte o sur de la línea del Ecuador, la radiación cambiará durante el año. Si se trata del hemisferio norte, en los días más cercanos al solsticio de verano, la radiación será mayor (máxima anual el día 22 de junio), mientras que en los más próximos al solsticio de invierno será menor (mínimo el 22 de diciembre). En cuanto al hemisferio sur ocurre totalmente lo contrario, ocasionándose la máxima anual el 22 de diciembre y la mínima el 22 de junio.

### **2.3.5. Instrumentos de medición.**

Son dos los propósitos fundamentales en el uso de un instrumento: el primero de ellos es la medición de la cantidad de energía asociada con la irradiación solar sobre un plano de orientación determinada. Mientras que el segundo, provee información acerca de la distribución espectral y espacial de esta energía.

- A. Pirheliómetro:** Son instrumentos que miden la irradiación directa del sol en una superficie perpendicular al rayo solar (WMO, 1996). En estos instrumentos, el receptor se encuentra protegido de la irradiación indirecta y está usualmente ubicado en el fondo de un tubo, por ello las diferentes formas del receptor y del tubo derivan en diferentes tipos de pirheliómetros.
- B. Piranómetros:** Son instrumentos que miden la irradiación solar difusa en un plano horizontal; asimismo la radiación global horizontal se suele medir con este instrumento, este aparato usa un lente de 180° (ojo de pescado) para conducir toda la radiación disponible hacia un sensor termoeléctrico que mide la energía recibida, el elemento receptor debe estar horizontal y libremente expuesto al hemisferio celeste, pero debe estar protegido de la irradiación que regresa del suelo y los alrededores. Los piranómetros normalmente usan sensores termoeléctricos, fotoeléctricos, piroeléctricos o elementos bimetálicos; sus propiedades en relación a su grado de precisión y confiabilidad son: sensibilidad, estabilidad, tiempo de respuesta, respuesta cosenoidal, respuesta azimutal, linealidad, respuesta de temperatura y respuesta espectral.

- C. Actinógrafo:** Instrumento que registra la radiación solar total, que llega a una superficie negra de 3 por 10 cm. El principio es que el calentamiento de una placa metálica pintada de negro, por efecto de la radiación solar incidente, produce un cambio de temperatura, que es proporcional a la energía de la radiación que se ha convertido en calor en la placa originando el aumento de la temperatura. Estos cambios de temperatura, se miden con una termocupla y cuya señal eléctrica activa una punta indicadora que grafica los cambios sobre una banda de papel, que ha sido dispuesta en un tambor que gira a razón de una vuelta por semana.
- D. Heliógrafo:** Instrumento que registra el tiempo de brillo solar durante un día. El principio de funcionamiento es una esfera de vidrio, que permite concentrar los rayos solares, al brillar el sol, estos se concentran y producen suficiente calor para quemar la banda de papel graduada cada 15 minutos que en forma radial está dispuesta a una distancia de 2 cm. de la esfera de vidrio. Al ocultarse el sol, se retira la cinta de papel y se hace un cálculo del tiempo en el cual la cinta ha sido quemada, esta se utiliza para determinar el tiempo de brillo solar durante un día.

### 2.3.6. Radiación solar.

Se define como la energía electromagnética que surge en los procesos de fusión del hidrogeno contenido en el sol. La energía solar, que en un año llega a la tierra a través de la atmosfera en aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la tierra fuera de la atmosfera de la cual el 70% llega al mar y la energía restante de  $1.5 \times 10^{17}$  kWh llega a tierra firme. La radiación solar recolectada fuera de la atmosfera sobre la superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar y es igual a  $1353 \text{ W/m}^2$ , variable durante el año en un  $\pm 3\%$  a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. El valor máximo medio sobre la superficie terrestre es aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$ , en condiciones óptimas del sol a mediodía y en un día de verano despegado.

#### 2.3.6.1. Componentes de la radiación solar.

La radiación solar se separa en tres componentes:

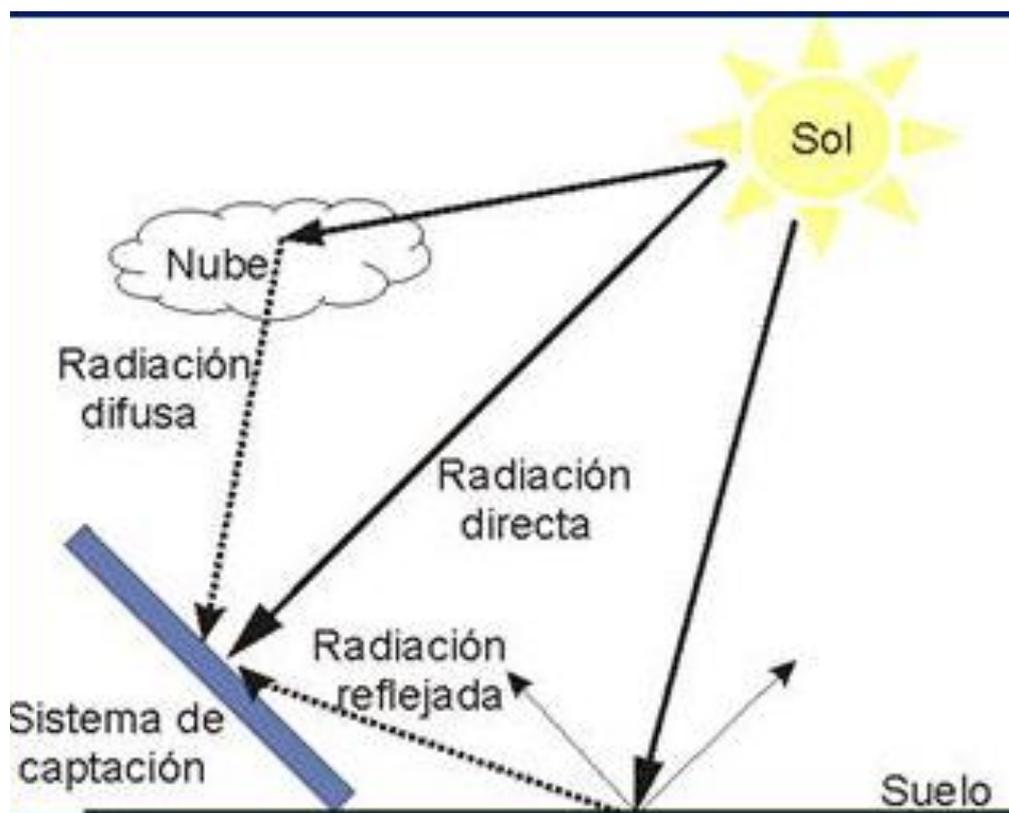
**a) Radiación directa:** La luz del Sol es recibida directamente sin ser modificada su trayectoria, a pesar de ser filtrada por la atmósfera (Romero, 2010).

**b) Radiación difusa:** Formada por aquellos rayos dispersados en la atmósfera con dirección al receptor. En aquellos días completamente nublados, toda la radiación disponible es difusa (Santamaría & Castejón, 2010).

c) **Radiación del albedo o reflejada:** Tal y como su nombre indica, es aquella radiación reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Este tipo de radiación, según Santamaría & Castejón (2010), depende de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

Finalmente, la suma de estos tres tipos de radiación, da como resultado a la radiación global, lo cual es la radiación total incidente sobre una superficie, como se ilustra en la figura 2.1.

**En resumen: la radiación solar es emitida en todas las longitudes de ondas, pero tiene un máximo en la región de la luz visible.**



**Figura 2.1** Componentes de la Radiación Solar.

*Fuente: John Willey and Sons.*

### 2.3.7. Irradiación.

Irradiación es netamente la magnitud para describir la potencia luminosa instantánea, es decir la energía/unidad de tiempo que recibe una superficie de  $1 \text{ m}^2$  en un determinado tiempo o instante.

Es la cantidad de irradiación recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en  $\text{Wh/m}^2$

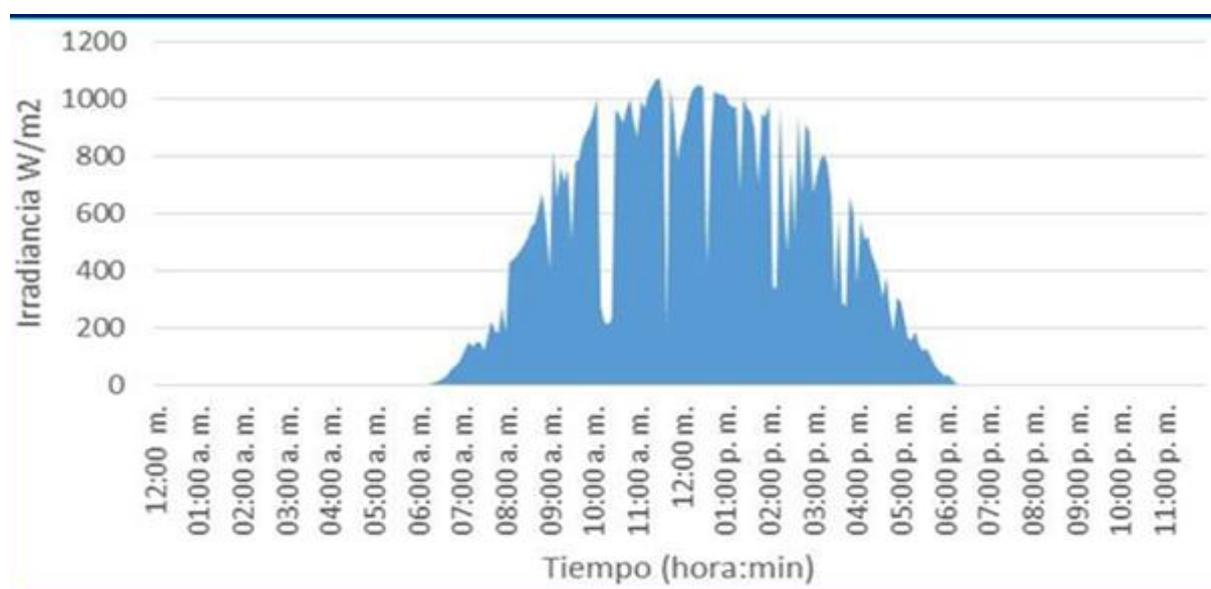
**En resumen, la irradiación es la potencia de la radiación incidente sobre una superficie por lo que la unidad es  $\text{W/m}^2$  o  $\text{kW/m}^2$ .**

### 2.3.8. Hora pico del sol (HPS).

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiación solar constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ , ver figura 2.2.

Si se representa en un gráfico la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre se observa que los niveles varían a lo largo del día. Gráficamente, la hora pico solar se interpreta como una función de valor constante que delimita la misma área que la distribución antes mencionada.

**En resumen, la hora solar pico viene a ser simplemente el área bajo la curva la irradiación disponible en una hora (Energía), por lo que la unidad es  $\text{Wh/m}^2$  o  $\text{kWh/m}^2$ .**



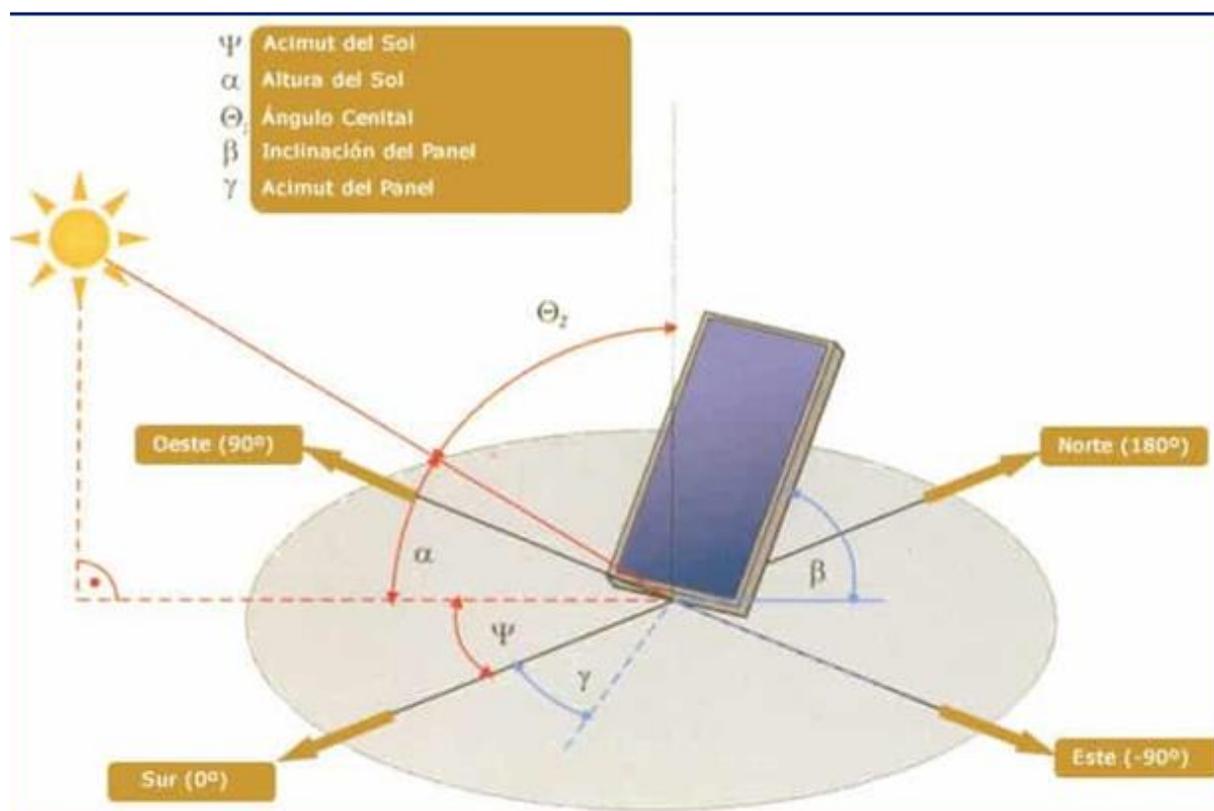
**Figura 2.2** Representación de horas sol pico.

Fuente: Valdiviezo, 2014.

### 2.3.9. Altura solar H, el azimut $\alpha$ y la inclinación $\beta$ .

La orientación implica una posición adecuada de dos ángulos, nos referimos a la posición del módulo fotovoltaico para que los rayos de sol sean perpendiculares entre las celdas fotovoltaicas, estos son: la altura solar  $h$  el cual determina el ángulo del sol como referencia el plano horizontal y el **azimut**, determina siempre la desviación respecto al hemisferio sur.

Finalmente se tiene el ángulo  $\beta$ , que viene a ser la inclinación del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal como se muestra en la figura 2.3.



**Figura 2.3** Altura solar y los ángulos de orientación e inclinación de un objeto con respecto al sol.

Fuente: Willey & Sons, 2003.

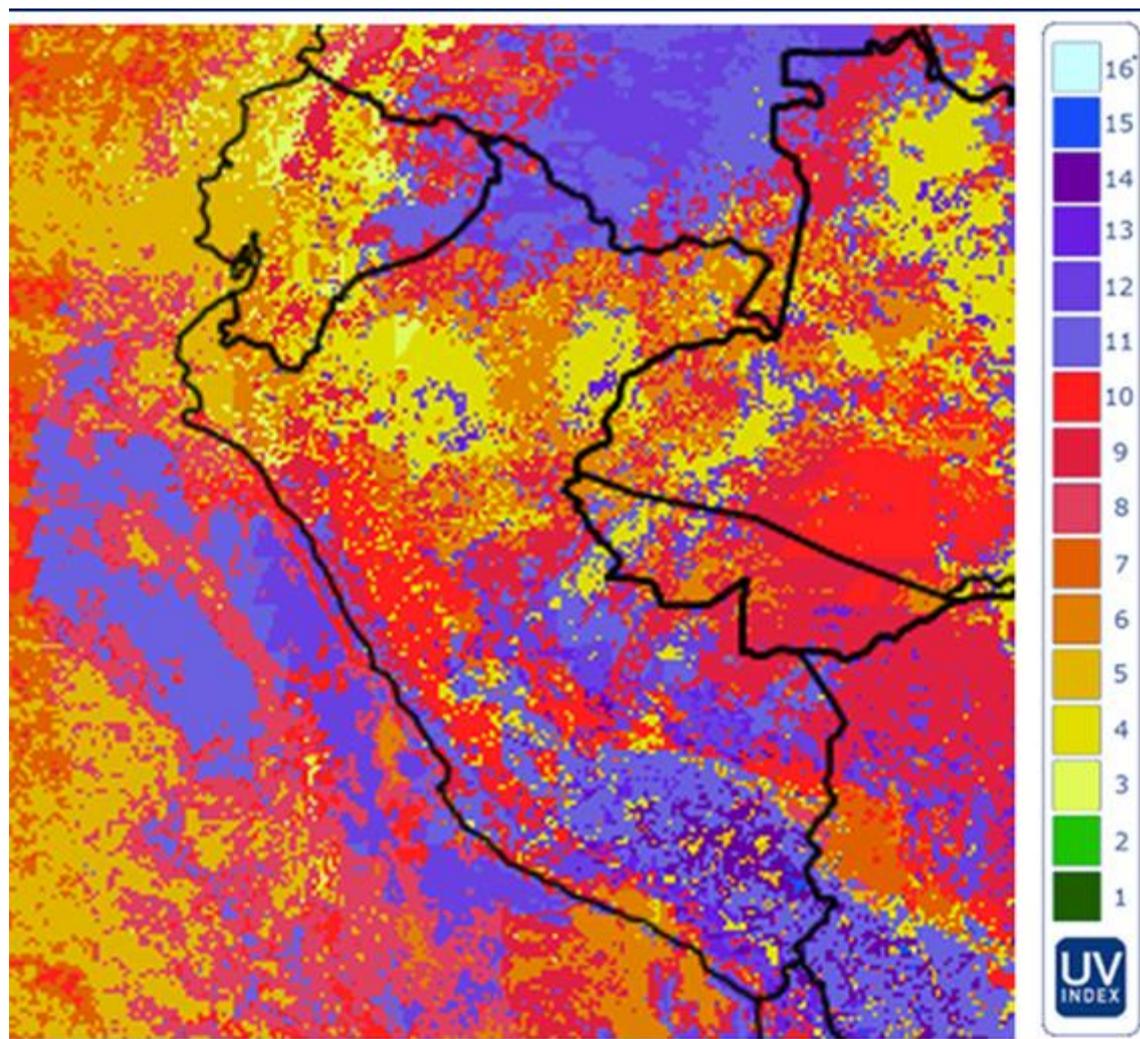
Según la figura se puede deducir que la orientación óptima será la que mire al sur para el hemisferio norte y contrariamente la que mire al norte en el hemisferio sur. Cuando más perpendicular sean los rayos del sol a las celdas fotovoltaicas llegaremos al punto óptimo de mayor captación de la energía solar que convertirá el módulo.

Las unidades que se usan son la unidad kilowatt hora por metro cuadrado por día ( $\text{kWh/m}^2\text{-día}$ ); esta viene a ser la cantidad de energía medido en kWh que llega al área de un metro cuadrado y en un solo día. Por otra parte, La unidad métrica utilizada para su potencia es el watt por metro cuadrado ( $\text{W/m}^2$ ). Tengamos en cuenta de definir los términos que asocian al

respecto que son la irradiación ya definida anteriormente y la insolación que definimos a continuación y que son términos utilizados para la medición de la radiación y la energía.

### 2.3.10. Insolación.

La cantidad de energía acumulada promedio durante un periodo de tiempo (día, mes, año, estacional). Es la misma irradiación, pero considerando un tiempo promedio de permanencia sobre una superficie, las unidades son: unidad de energía por unidad de área<sup>13</sup>, ver figura 2.4.

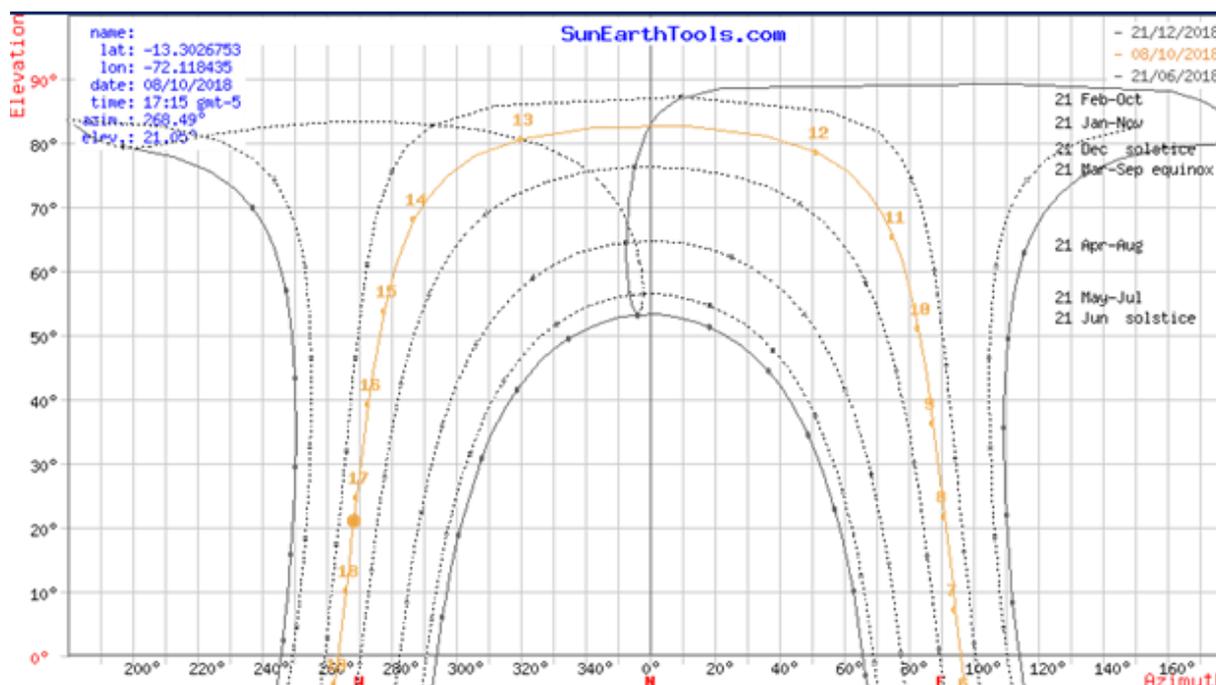


**Figura 2.4** Insolación anual en el Perú.  
Fuente: SENAMHI.

<sup>13</sup> <https://eliseosebastian.com/radiacion-solar-irradiancia-e-insolacion/>

### 2.3.11. Cartas solares.

Las cartas solares normalmente son una representación en dos dimensiones (horizontal y vertical), en el eje horizontal se representan los valores del azimut y en el eje vertical se representa los valores de la elevación. Los ángulos de la posición del sol se miden a diferentes horas del día para finalmente obtener el dibujo de las curvas, dichas curvas se muestran en la figura 2.5. Disponibles para distintos lugares online [sunEarthTools.com](http://sunEarthTools.com).



**Figura 2.5** Carta solar que muestra la trayectoria del sol y las horas del día.  
Fuente: SunEarthTools.com. (Elaboración propia).

## 2.4. Clasificación de la Operación de un Sistema Fotovoltaico.

Los sistemas fotovoltaicos (SFV), pueden tener tres configuraciones hablando a nivel de operación los cuales mencionamos y describiremos cada uno de ellos a continuación:

- Sistemas fotovoltaicos aislados.
- Sistemas híbridos.
- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR).

### 2.4.1. Sistemas aislados.

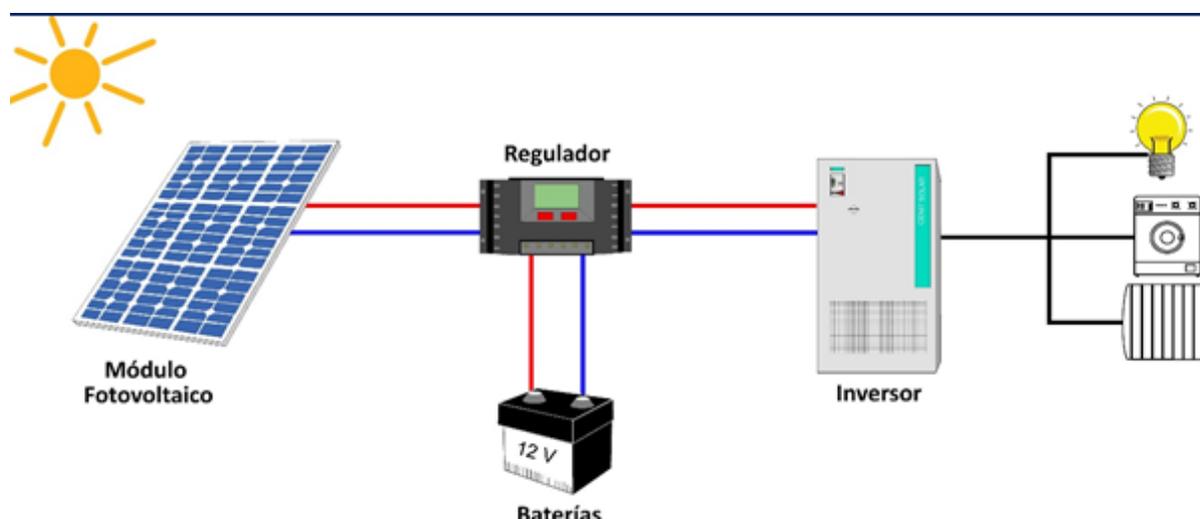
Este tipo de sistemas de operación son convenientes cuando se quiere suministrar energía eléctrica para zonas alejadas, de difícil acceso, no existe la manera de que pueda llegar la red eléctrica, o el estudio costo beneficio son inviables los cuales requieren de baterías para poder almacenar la energía capturada y almacenarlas durante el día, tal y como se menciona en la siguiente cita:

Los sistemas aislados por el simple hecho de no estar conectados a una determinada red eléctrica, deben estar equipados con sistemas de acumulación de la energía producida (baterías). La acumulación de esta energía es necesariamente importante porque el sistema fotovoltaico deberá estar disponible para abastecer ya que menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche. (Fernández, 2010).

En la infraestructura física de un sistema fotovoltaico aislado se pueden distinguir cuatro elementos:

- Los paneles fotovoltaicos.
- El regulador o protección de la batería.
- Las baterías.
- El inversor.

Un esquema de este tipo de instalaciones es representado en la figura 2.6.



**Figura 2.6** Esquema de instalaciones aislada.

*Fuente: Moncada, 2015.*

#### 2.4.2. Sistemas híbridos.

El sistema fotovoltaico híbrido es la mezcla de una tecnología solar y la red eléctrica de tal forma se pueda integrar ambas fuentes de Energía independientemente o simultanea si es que la carga así lo requiera. Si la energía disponible a través de generadores fotovoltaicos es suficiente para el consumo de la carga, el inversor utilizará la energía fotovoltaica para la carga de la batería (independiente).

De otra manera, si el consumo es superior a la energía fotovoltaica, el inversor tomara la energía que le falta de la red pública (simultanea).

Y por último si no fuera disponible la energía fotovoltaica será abastecida la demanda por la red eléctrica (independiente).

Las características principales de un sistema híbrido es el uso de dos o más fuentes de alimentación distintas simultáneas o independiente recordando lo mencionado, Además de la energía solar, en los sistemas híbridos fotovoltaicos se utiliza generalmente un generador diésel, un aerogenerador o la red pública como fuente de alimentación. Los inversores con cargadores de batería integrados y que se emplean en los sistemas híbridos, alimentan los consumidores de corriente alterna conectados, o a partir del banco de baterías, que usa energía solar, o a partir de la segunda fuente de alimentación. Mediante este aparato también se puede recargar la batería a partir de la fuente de alimentación adicional.<sup>14</sup>

### **2.4.3. Sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica (SFCR).**

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica tienen la función de producir energía eléctrica que es inyectada íntegramente en la red convencional y que estas normalmente no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía, puesto que no tienen que atender ninguna demanda directa de consumo, en general el SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

Un sistema con esta configuración desde el punto de vista de la continuidad de servicio resulta más fiable a diferencia del que no está conectado a la red, ya que en caso de avería o incremento de la demanda máxima no tiene posibilidad de alimentación alternativa o simultáneamente. Se sabe que los sistemas conectados a la red es introducir en la red la mayor cantidad posible de energía. Donde es necesario tener en cuenta que en el caso especial de un sistema conectado a la red sin almacenamiento; donde la propia red desempeña el papel de acumulador con una capacidad infinita y la carga la representa el usuario conectado a la red<sup>15</sup>, ver figura 2.7.

#### **2.4.3.1. Componentes principales del sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica.**

Consta principalmente de los siguientes elementos:

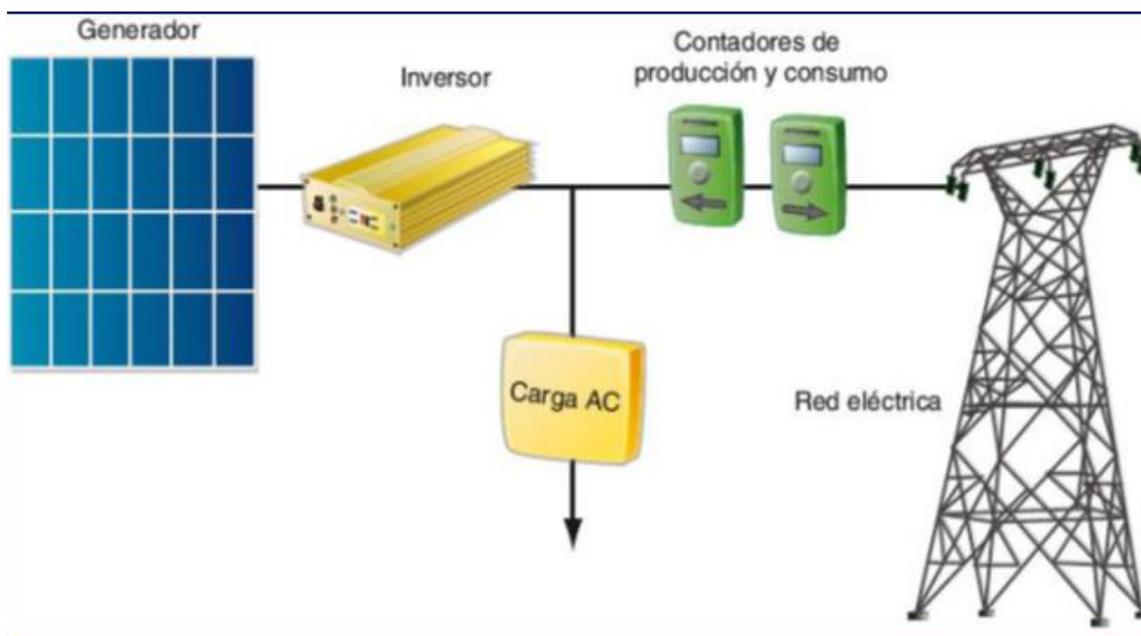
- Módulo Fotovoltaico.
- Estructuras y cimientos del arreglo.
- Reguladores de voltaje.
- Controlador de carga de batería.

---

<sup>14</sup> <http://www.energys-bo.com/Sistema-fotovoltaico-hibrido>

<sup>15</sup> Scientia et Technica Año XVI, No 44, abril de 2010. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701

- Inversor de corriente CD/CA o un rectificador CA/CD.
- Baterías de almacenamiento eléctrico y recinto para ellas.
- Instrumentos de medida.
- Cables e interruptores.
- Red eléctrica circundante.
- Cercado de seguridad sin incluir las cargas eléctricas.
- Elemento de medición (medidor o contador bidireccional).



**Figura 2.7** Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

Fuente: Moncada, 2015.

#### 2.4.3.2. Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica instantáneos.

Son sistemas fotovoltaicos que pueden funcionar de forma autónoma y a la vez tienen la posibilidad de recibir energía eléctrica para alimentar todo o partes del consumo siempre y cuando este lo requiere, como por ejemplo en periodos de poca o nula radiación solar o cuando el consumo es demasiado elevado, la peculiaridad de estos sistemas es que pueden recibir energía eléctrica de la red convencional, pero el sistema fotovoltaico no puede inyectar energía a la red. Por son llamados sistemas de autoconsumo instantáneo o también de inyección cero, donde se controla la entrada de energía de la red mediante dispositivos electrónicos (Fernando, 2019).

#### ***2.4.3.3. Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica con acumulación.***

Son sistemas parecidos a los anteriores, pero con la diferencia que estos poseen acumulación eléctrica gracias al uso de baterías. También son llamados sistemas fotovoltaicos semi aislados o sistemas asistidos, debido a que es idéntico a un sistema fotovoltaico aislado, pero con la diferencia que este posee una fuente auxiliar de energía eléctrica, siendo en este caso la propia red convencional. A pesar de que estos sistemas tienen un elevado coste debido a los acumuladores eléctricos, este posee una ventaja respecto al anterior, en el cual el usuario puede contratar una potencia de red menor, lo que disminuiría mucho más la tarifa cobrada por la compañía eléctrica local (Fernando, 2019).

#### ***2.4.3.4. Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica sin limitación de carga.***

Son sistemas parecidos a los de autoconsumo instantáneo, pero están habilitados técnica y legalmente para inyectar energía a la red eléctrica, creando la posibilidad de obtener por ello una bonificación económica por parte de la compañía de electricidad local. Por ello estos tipos de sistemas son conocidos como de autoconsumo sin limitación de energía o de autoconsumo ilimitado. Para el control de estos sistemas se necesitan de dispositivos fabricados únicamente con el propósito de activar y desactivar la inyección de energía a la red, los cuales pueden estar integrados dentro de los inversores u onduladores. La función de estos sistemas es básicamente inyectar energía a la red en los momentos en que la energía consumida es menor a la generada, es decir se inyecta la energía sobrante en cada instante evitando que se pierda. La rentabilidad de este sistema dependerá si en el país de instalación existe la legislación necesaria que obligue a las compañías eléctricas a aceptar la generación de pequeños y medianos sistemas fotovoltaicos y recompensar por aquello (Fernando, 2019).

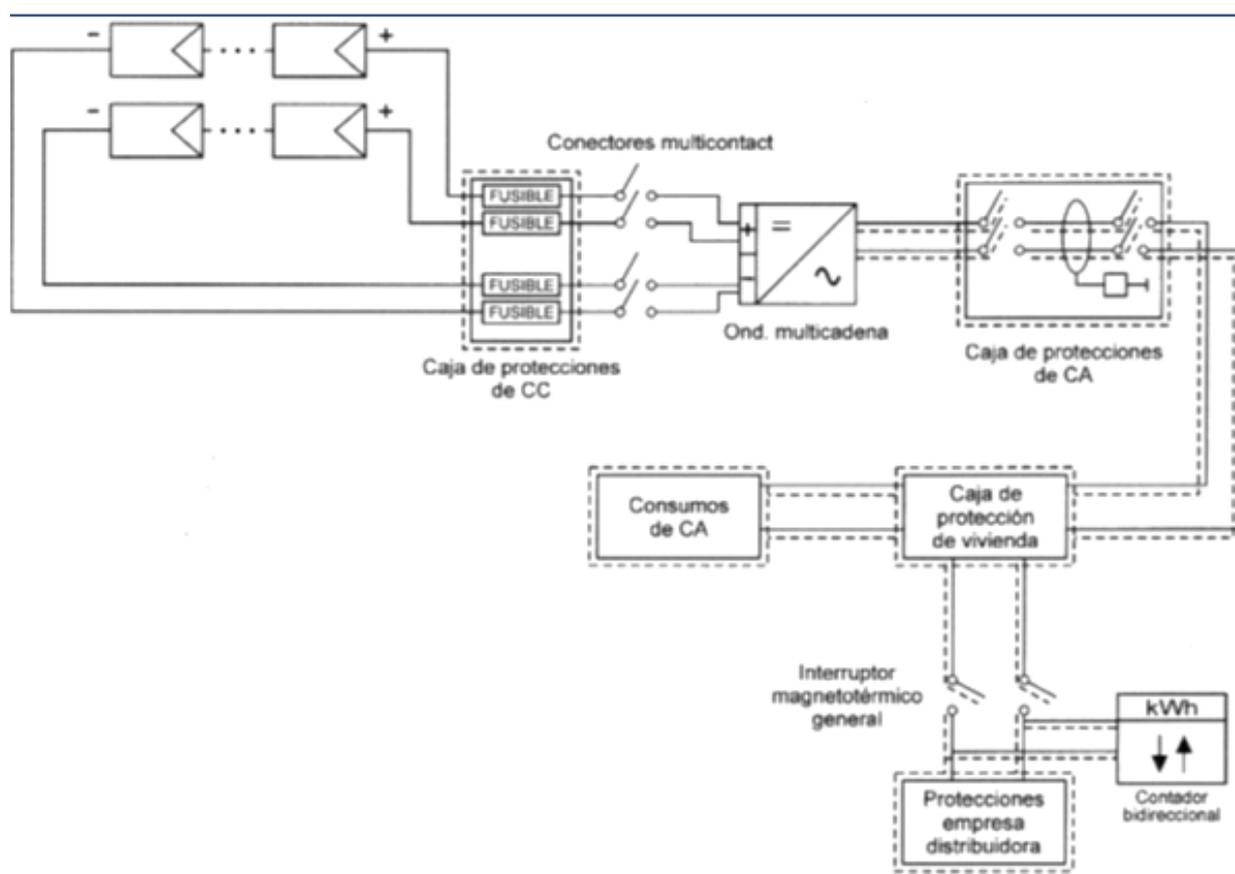
#### ***2.4.3.5. Características de los diferentes grupos de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica.***

Para nuestro caso, consideramos el sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica sin límite de carga, las características se aprecian en el cuadro 2.1, y el ejemplo del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica sin limitación de carga, en la figura 2.8.

**Cuadro 2.1** Características de los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica.

Tipo de sistema FV/ Características	Conexión con la red	Inyección a la red	Cargas eléctricas	Acumulación eléctrica
Centrales fotovoltaicas	Sí	Sí	No	No
Autoconsumo instantáneo	Sí	No	Sí	No
Autoconsumo instantáneo asistido	Sí	No	Sí	Sí
<b>Autoconsumo sin limitación de energía</b>	<b>Sí</b>	<b>No</b>	<b>Sí</b>	<b>Sí/No</b>

Fuente: Fernando, 2019 (Elaboración propia).



**Figura 2.8** Esquema de un sistema fotovoltaico sin limitación de carga.

Fuente: Fernando, 2019.

#### 2.4.3.6. Elementos de Medida.

En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, es necesario un medidor o contador bidireccional de energía a la salida del inversor que a su vez medirá la energía inyectada o consumida por la red y marcará la frontera entre nuestro sistema y la red de distribución.

Nuestro sistema está diseñado para inyectar toda la energía sobrante a la red de distribución de baja tensión trifásico en 220 V.

El contador deberá medir entonces la energía entregada a la red, producida por nuestra instalación fotovoltaica. Para esto, se propone un medidor de energía inteligente bidireccional trifásico, 80 A, de la marca Italiana ALGODUE - ELETTRÓNICA modelo UPM209 especiales para instalaciones fotovoltaicas, como el de la figura 2.8. No solo cumple la función de contador de energía, también cumple la función de dispensador de energía eléctrica para el control de la demanda, esto permite al usuario la gestión inteligente de la energía disponible en redes cuya generación es limitada tales como los realizados sistemas fotovoltaicos. También incluye un interruptor general que actúa como control de máxima potencia y de máxima demanda, además de un interruptor auxiliar que puede ser utilizado para la conexión o desconexión de consumos no esenciales. Las características del medidor a utilizar, se adjunta en el **anexo 2.1**.



**Figura 2.9** Medidor inteligente bidireccional trifásico ALGODUE UPM209 - 80 A.  
Fuente: Catalogo fabricante ALGODUE, <http://www.algodue.com/upm209.html>.

UPM209 es un instrumento innovador para la medición y registro de los parámetros eléctricos. Es particularmente adecuado para análisis y control de consumos, con una excelente relación calidad y precio. UPM209 es el instrumento ideal para establecer los puntos de medición en la planta. El instrumento puede comunicarse a través del puerto serie RS485 mediante el protocolo MODBUS RTU / ASCII o mediante el puerto Ethernet, mediante MODBUS. Protocolo TCP. Además, está disponible el software WintoolNET para la gestión remota del instrumento. La interfaz web también está disponible en caso del instrumento con

puerto Ethernet: una función muy útil que da la posibilidad de gestionar el instrumento desde cualquier PC conectado a la red.

Sus características son:

- 4 módulos DIN versión compacta.
- Mediciones de cuatro cuadrantes totalmente bidireccionales para todas las energías y potencias.
- Principales parámetros eléctricos medidos y mostrados para una rentabilidad y análisis del consumo.
- Versión para CT 1 o 5 A o para conexión directa hasta 80 A.
- Posibilidad de conectarse por PT.
- Hasta 8 MB para grabación de datos (versión ENH).
- Posibilidad de registrar todos los contadores de energía (versión ENH).
- Hasta 24 parámetros seleccionables entre mediciones en tiempo real para Grabación MIN / AVG / MAX (versión ENH).
- Comunicación MODBUS RTU / ASCII por puerto RS485 o MODBUS TCP comunicación por puerto Ethernet.
- Posibilidad de gestionar el instrumento en modo remoto por WintoolNET software o por interfaz web.

#### ***2.4.3.7. Funcionamiento de la instalación fotovoltaica conectada a la red.***

El elemento de una instalación fotovoltaica, que controla todo el funcionamiento del sistema es el Inversor. Nuestro inversor SUNNY TRIPOWER / 24000TL-US, dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece quieto vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente a la red.

A continuación, describiremos el funcionamiento del equipo frente a situaciones particulares:

##### **A. Fallo en la red eléctrica:**

Para este caso de fallo en la red eléctrica de distribución, el inversor se hallará en situación de cortocircuito, por lo que se desconectará por completo y se esperará hasta que la tensión de la red general se restablezca completamente para iniciar el funcionamiento del inversor.

**B. Tensión fuera de rango:**

En caso de que la tensión de la red no tenga una calidad aceptable o se halle fuera de rango, tanto si es de superior o de inferior tensión, el inversor deberá interrumpir el funcionamiento hasta que la red de distribución alcance de nuevo los rangos de calidad admisibles. La tensión de red a inyectar es trifásico en 220 V, tres hilos.

**C. Frecuencia fuera de límites:**

Cuando se detecten frecuencias fuera de los límites de trabajo, se procederá a la parada inmediata, ya que esto indica que la red se ha vuelto inestable o que está en modo de isla. La frecuencia de la red es 60 Hz.

**D. Temperatura elevada:**

La refrigeración del inversor se basa en un sistema de convección, que está diseñado para un rango de temperaturas según catálogo del fabricante. Para los casos en que la temperatura ambiente en el recinto del inversor se incremente demasiado (taconamiento de ventilación, temporada de verano, etc.), el equipo se mantendrá en funcionamiento, pero disminuirá su potencia de trabajo para evitar que la temperatura interna sobrepase los 75 °C (esto se indicará con un led intermitente de temperatura del inversor). Si internamente se llega a 80 °C el inversor se parará y el intermitente dejará de parpadear.

**E. Tensión baja del generador fotovoltaico:**

Este caso se dará cuando sea de noche o si se desconecta el generador solar, cuando ocurre esto el inversor dejará de funcionar.

**F. Intensidad insuficiente del generador fotovoltaico:**

Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia del generador fotovoltaico.

Si el generador no dispone de potencia debido a que la radiación solar es muy baja, el valor de la intensidad mínima de funcionamiento no se verifica, generando la orden de parada del equipo, para posteriormente, iniciar un nuevo intento de conexión. El intervalo entre intentos es aproximadamente de tres minutos.

**2.4.3.8. Ubicación del inversor, las protecciones y el medidor.**

Con el objetivo de minimizar los costos y las pérdidas de energía en el cableado, las distancias entre el generador fotovoltaico.

En general será preferible situar el inversor en el interior, en un lugar protegido de las condiciones ambientales desfavorables (por ejemplo: lluvia, radiación solar directa, humedad, etc.) y evitar el acceso directo de las personas no autorizadas. Existen también inversores preparados para funcionar a la intemperie y su grado mínimo de protección exigido es IP 65, por lo que se propone la ubicación y acondicionamiento dentro del centro de control, ubicado en la tercera planta.

Las protecciones a la salida del contador estarán en un lugar accesible al personal de mantenimiento del instituto y de la empresa distribuidora ELSE, para que puedan tomar lecturas de dicho contador o accionar dichas protecciones en caso de emergencia. Por lo tanto, el lugar idóneo para la ubicación de las protecciones y del contador es el tablero general, ubicado en la primera planta y en la entrada principal del instituto.

#### **2.4.3.9. Elementos de protección a usar en el sistema fotovoltaico de conexión a la red.**

Se muestra en el cuadro 2.2.

**Cuadro 2.2 Elementos de protección para sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.**

TIPO DE CORRIENTE.	TRAMO.	PROTECCIÓN.	MARCAS Y MODELOS EXISTENTES.	CANTIDADES TÍPICAS.
CC	Módulos solares → Caja de conexión de grupo	• Fusibles • Termomagnético	• DF ELECTRIC 10 A	• 4
			• ABB S802PVS10	• 2
CC	Caja conexión de grupo → Caja conexión generador fotovoltaico	• Varistor o descargador	• ABB OVR-PV-40-600 PTS	• 2
CC	Caja conexión generador fotovoltaico → Inversor	• Interruptor seccionador	• ABB OTP16BA4MS 16 A	• 1
CA	Inversor → Red de baja tensión	• Termomagnético o interruptor general manual • Interruptor diferencial • Fusibles	• ABB S202 C32	• 1
			• ABB F202 AC 25/0.3	• 1
			• DF ELECTRIC 32 A 220 V	• 2

Fuente: Fernando, 2019 (Elaboración propia).

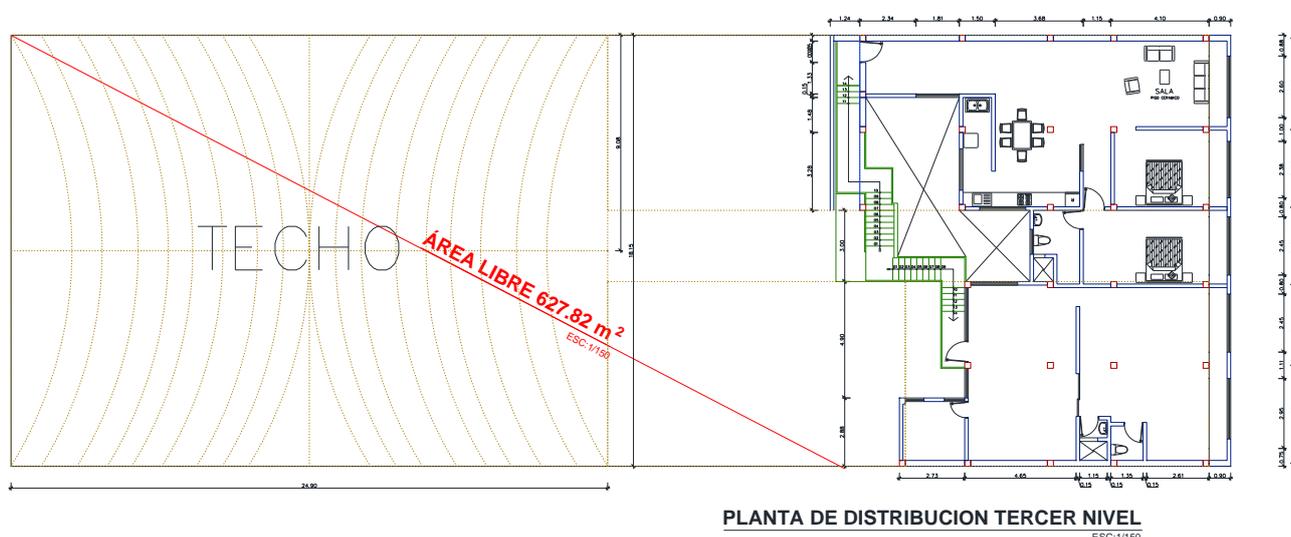
### 2.4.3.10. Ubicación y estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.

La estructura de soporte y su sistema de sujeción es tan importante como el resto de los componentes del sistema fotovoltaico, ya que es sobre este donde se sujetan los paneles solares y si estos fallan se paraliza toda la instalación.

Los paneles solares no presentan mucho peso, por lo que no es una dificultad en el momento de diseño, lo que uno si debe tener en cuenta es la fuerza del viento que puede ser uno de los problemas más grandes para la estructura de soporte, las características técnicas se encuentran en el **anexo 2.2.**

Para el instituto en particular a pesar de existir la instalación en postes tipo seguidor, se optará por la instalación con estructuras livianas y que soporten el peso de los módulos fotovoltaicos en el tercer nivel, encima del techo existente.

El instituto cuenta con un edificio de tres pisos, de los cuales, el tercer piso tiene un área libre de 627.82 m<sup>2</sup>, sobre dicha área presentan una configuración en sus techados en “dos aguas”, como se muestra en las figuras 2.10.



**Figura 2.10** Planta de distribución tercer nivel del instituto.

Fuente: Propia.

Cada edificio presenta dos inclinaciones aproximadamente de 20° en sus techos, una al Norte y otra al Sur. Si los techos fueran de una sola inclinación, tendríamos una pérdida de generación de energía del 20%, ya que estaríamos acotando las HPS; caso contrario, al tener doble caída en sentidos opuestos, se incrementa las HPS, auto compensándose las pérdidas, ya que, durante las primeras horas de radiación, la inclinación hacia el Norte aportará más que la otra inclinación; de igual manera, durante las últimas horas de radiación, la inclinación hacia el Sur aportará más que la del Norte.

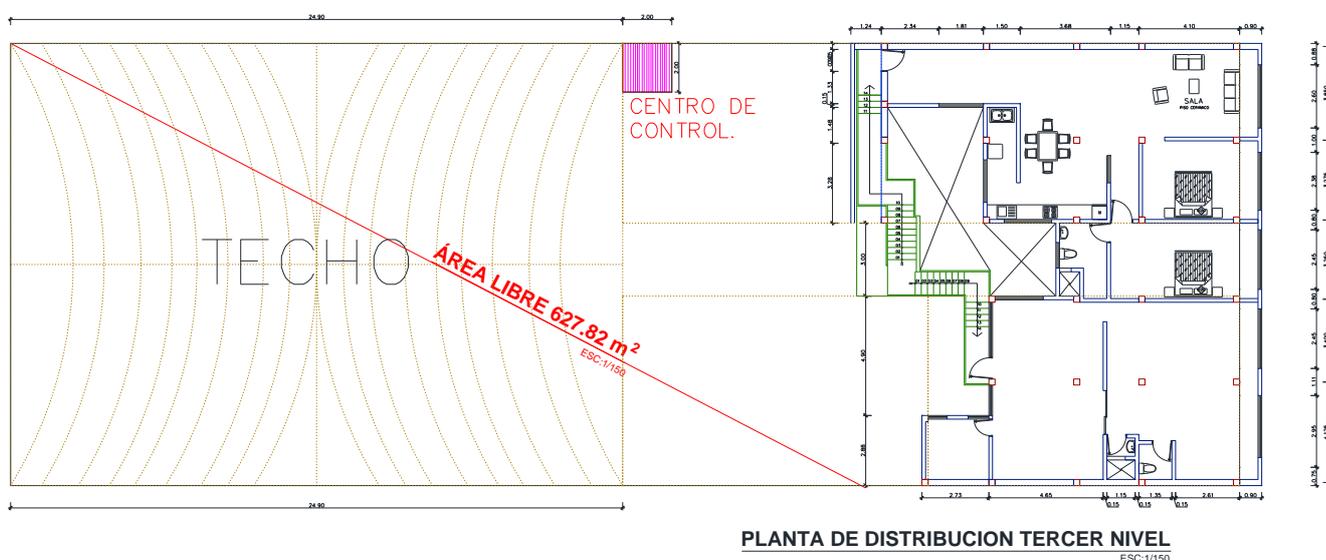
Cada techo inclinado tiene una superficie aprovechable de 18.15 X 24.90 m, dando un área neta del techo de 451.935 m<sup>2</sup>. En esta superficie se tiene la capacidad para instalar los 84 módulos (2 filas por 2 columnas), dando una potencia de 13.65 kW por techo inclinado, 27.3 kW por los dos techos.

#### 2.4.3.11. Inversor.

Estará comprendido desde la entrada en DC del inversor hasta el punto de conexión del tablero principal del instituto y posteriormente a la red de baja tensión en 220 V trifásico, donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor. Este circuito será en corriente alterna y su instalación será también dentro del centro de control del instituto, la marca a utilizar será SUNNY TRIPOWER / 24000TL-US, las características del inversor, se adjunta en el **anexo 2.3**.

#### 2.4.3.12. Centro de control.

Se propone una ligera modificación en la tercera planta con dimensiones de 2 X 2 m, en la parte céntrica aproximadamente del tercer nivel, donde se instalarán los módulos fotovoltaicos, será un lugar accesible tanto para el personal de, mantenimiento como para diferentes inspecciones de rutina por parte de las entidades competente, dentro del dicho ambiente estará ubicado el inversor, sistemas de protecciones en DC y AC, borneras de conexión y tablero general de los módulos fotovoltaicos, se muestra en la figura 2.11.



**Figura 2.11** Ubicación del centro de control.

Fuente: Propia.

#### 2.4.4. Parámetros característicos de un sistema fotovoltaico.

Existen parámetros eléctricos estandarizados y para clasificar su potencia del sistema fotovoltaico se denomina potencia pico ( $W_p$ ), y se corresponde con la potencia máxima que el módulo individualmente o en conjunto puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, estos parámetros son las Condiciones Estándar de Medida (CEM) y son:

- Irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$  ( $1\text{Kw/m}^2$ ).
- Temperatura de célula de  $25^\circ \text{C}$  (no temperatura ambiente)
- A.M. de 1.5 (cantidad de Masa de Aire que tiene que atravesar un rayo de sol)

“Debemos considerar que todas las células que componen un panel fotovoltaico tengan las mismas características, lo que significa que después de la fabricación de las mismas, hay que seguir un delicado proceso de clasificación y selección; sin embargo, en las fichas técnicas los paneles muestran datos de eficiencia, voltaje y amperaje bajo condiciones estándares, las cuales son llamadas STC (Standard Testing Condition), estos parámetros principales que caracterizan un panel fotovoltaico son”<sup>16</sup>:

**a) Corriente de cortocircuito (ISC):** Es el valor de la corriente que circula por la placa solar cuando la tensión en sus terminales es nula,  $V = 0$ , y es la máxima corriente que se podría llegar a obtener cuando se conecta a los bornes directamente (en un caso ideal) del panel solar cuando trabaja como generador por otro lado la es Intensidad máxima que se puede obtener en un panel. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se produce un cortocircuito. Se mide en amperios (A) (Pareja, 2010).

**b) Tensión de circuito abierto (VOC):** (Open circuit Voltage): significa el voltaje máximo en voltios que el panel entrega cuando está desconectado (al aire), es decir, que, si ponemos un voltímetro en los terminales de un panel que está al sol y desconectado de la instalación, ese será el voltaje que podremos medir. Este dato es muy importante porque hay que tenerlo en cuenta para reguladores de carga, inversores de red, etc.

**c) Punto de máxima potencia (P<sub>MAX</sub>):** Es la potencia máxima que el panel puede entregar a la carga. Se mide en vatios (W). Según Pareja (2010), es el valor máximo de potencia que se obtiene del producto de la corriente por la tensión de salida del módulo o panel fotovoltaico, ( $PMP = IMP \times VMP$ ). También es llamada potencia de pico, muy empleado para los cálculos de una instalación conectada a red.

---

<sup>16</sup> Disponible en <https://www.ujaen.es>

**d) Factor de forma (FF):** Tiene una estricta relación con la potencia máxima que el panel entregar y el producto  $ISC \times VOC$ . y mediante este factor podemos determinar u obtener una idea clara de la calidad del panel. Su valor empírico generalmente esta entre 0.7 y 0.8.

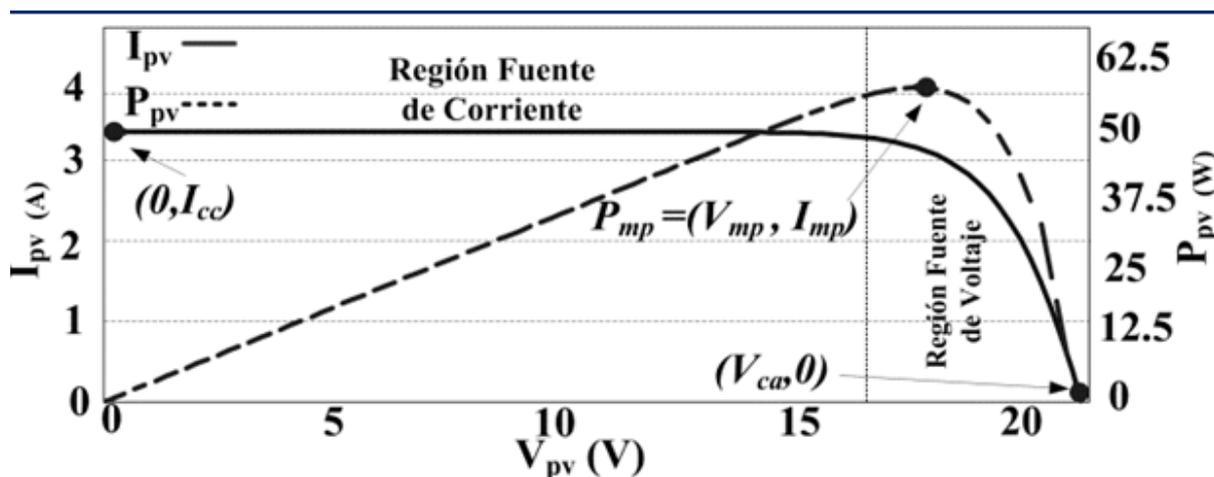
**e) Eficiencia o rendimiento:** Viene a ser el cociente entre la máxima potencia eléctrica (PMÁX) que el panel solar puede entregar a la carga y la potencia de la radiación solar  $P_1$  que incide sobre el panel, (generalmente su valor empírico está en torno al 10%).

Normalmente los parámetros eléctricos de  $ISC$ ,  $VOC$ ,  $IMP$  y  $VMP$  son dados por el fabricante y tienen como referencia a la unidad estándar de Medida (CEM), la potencia máxima (Potencia Pico) proporcionada por un módulo se indica en vatios pico (WP). Finalmente, las características principales de un módulo fotovoltaico vienen dadas por su: Potencia Pico (WP), Corriente de Corto Circuito (A), Tensión de Circuito Abierto (V) y Tensión de funcionamiento (ya sea 12v; 24v; 48v).

#### 2.4.5. Curvas características.

Todo panel solar fotovoltaico tiene dos curvas características, conocidas como curvas de intensidad-voltaje (I-V) y curva de potencia-voltaje (P-V). En ellas podemos observar el comportamiento del panel y sus valores de tensión e intensidad de salida cuando el panel trabaja en unas condiciones ambientales determinadas. Generalmente viene dada para condiciones STC (Standard Test Condition), figura 2.12.

En la siguiente figura podemos observar ambas curvas, la I-V (línea continua de color negro) y la P-V (línea discontinua).



**Figura 2.12** Curvas características I-V; P-V de un panel fotovoltaico.  
Fuente: Valdiviezo, 2014.

### 2.4.6. Arreglo o conexiones de paneles solares.

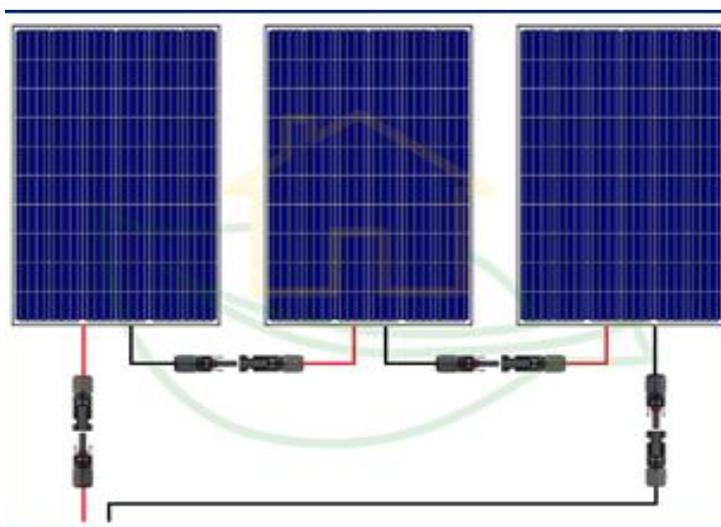
Un arreglo fotovoltaico (PV), es un conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie para aumentar la tensión o paralelo para incrementar la corriente. Las características eléctricas del arreglo son análogas a la de módulos individuales, con la potencia, corriente y voltaje modificados de acuerdo al número de módulos conectados en serie y en paralelo, esto nos lleva a un arreglo fotovoltaico, como veremos a continuación:

#### 2.4.6.1. Conexión en serie (incrementa el voltaje).

Es el método de conexión más sencillo, únicamente hay que conectar el terminal positivo del primer panel con el negativo del siguiente panel. Podemos apreciar que encajan a la perfección y el resultado es que nos queda un terminal negativo en un extremo y un terminal positivo en el panel que está al final de la serie. Éstos son los que debemos conectar a la entrada del regulador de carga. En esta situación sumamos el Voltaje y mantenemos la Intensidad como podemos ver en la figura 2.13. Hay que tener en cuenta que nunca hay que superar el voltaje para el que está diseñado el regulador de carga o el inversor de red al que conectemos esta serie de paneles. Es el método de conexión utilizado para usar paneles de menor voltaje en una instalación que requiere una mayor tensión. Por ejemplo, paneles de 12V en kits de 24V o de 48V y sobretodo en conexiones a red, ver figura 2.13.

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots$$

ECU. N° 2.1



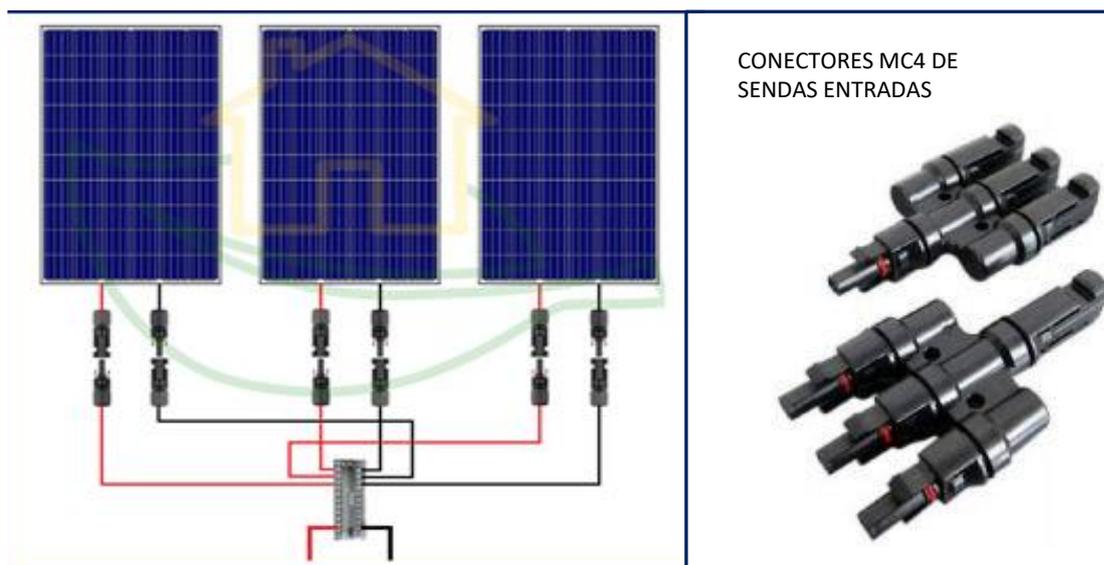
**Figura 2.13** Conexión serie de paneles fotovoltaicos.  
Fuente: Valdiviezo, 2014.

### 2.4.6.2. Conexión en paralelo (incrementa la corriente).

En la conexión en paralelo necesitamos de una serie de componentes adicionales para realizar una conexión estanca y duradera. Para instalaciones pequeñas de 2 o 3 paneles pueden ser los conectores MC4 (figura 2.14) con sendas entradas para hacer los paralelos, pero por mayor compatibilidad y posibilidades de ampliación recomendamos los repartidores de corriente que podemos situar en la estructura bajo los paneles y dentro de una caja de paso. Este repartidor nos permite hacer paralelos de hasta 12 paneles con únicamente un destornillador y pelando un poco el cable. Esta conexión no incrementa el voltaje de salida de los paneles y únicamente suma intensidades. Es el tipo de conexión requerida cuando en paneles tenemos la misma tensión que en baterías y el controlador de carga PWM. Consiste en juntar todos los cables positivos que provienen de todas las placas y por otro lado juntar todos los negativos. Los cables que agrupan todos los paneles son los que hay que conectar a la entrada del regulador de carga y para ello hay que utilizar un cable de mayor sección puesto que la superior intensidad nos obliga a ello y todo ello para incrementar la corriente, figura 2.14.

$$IT = I1 + I2 + I3 + \dots$$

ECU. N° 2.2



**Figura 2.14** Conexión paralelo de paneles fotovoltaicos y conectores MC4.

Fuente: Valdiviezo, 2014.

En las Figuras 2.13 y 2.14, existen incorporados los diodos de paso y de bloqueo (Se utilizan diodos de bloqueo para evitar el flujo de corriente en dirección opuesta y diodos de paso bypass), este último debe ser calculado tomando en consideración la máxima corriente que generará el arreglo fotovoltaico en condiciones de corto circuito. La norma internacional dice

que el valor de la corriente que soporta el diodo ( $I_D$ ) debe ser por lo menos 1.56 veces el valor de la corriente de corto circuito (ICC) del panel, bajo condiciones normalizadas.

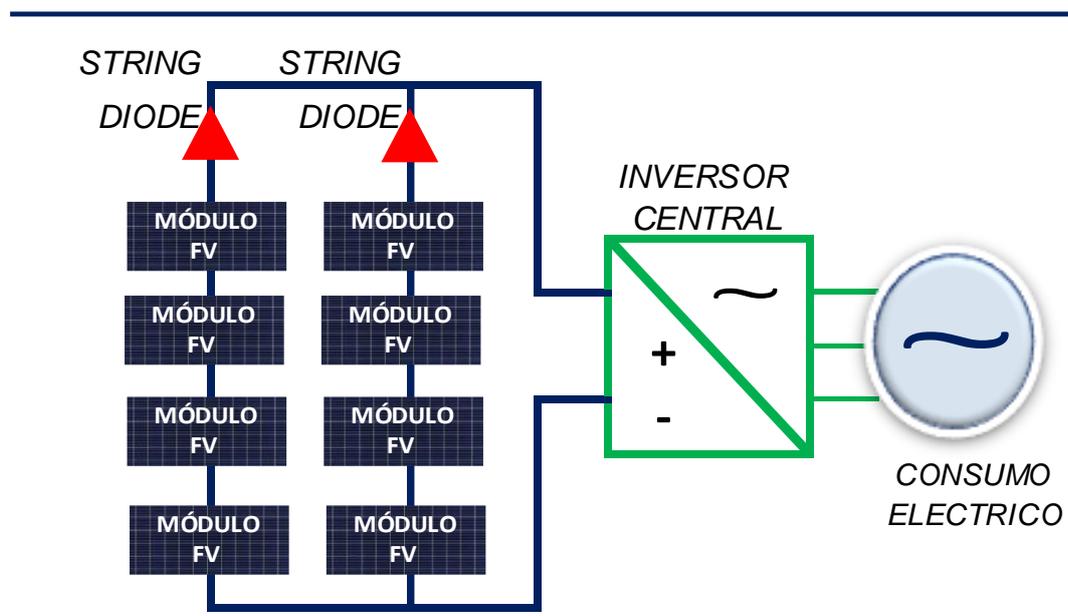
$$I_D = 1.56 \text{ ICC} \dots$$

ECU. N° 2.3

#### 2.4.7. Conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica en BT.

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de SFCR es compatible con un amplio margen de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de varios megavatios hasta pequeños sistemas de unos cuantos kilovatios. En nuestro caso estamos centrados en sistemas pequeños y medianos, tales como los que pueden incorporarse en un edificio (Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red, EFCR). El carácter intrínsecamente modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes de energía convencionales, un costo unitario relativamente independiente del tamaño de la instalación; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés (producción de energía descentralizada u autosuficiencia del usuario o consumidor)

Figura 2.15, se presenta una de las primeras conexiones empleadas para la conexión de estos módulos a la red eléctrica. Los diodos en cada string son empleados para evitar el flujo de corriente en sentido contrario a la polaridad del arreglo PV<sup>17</sup>.

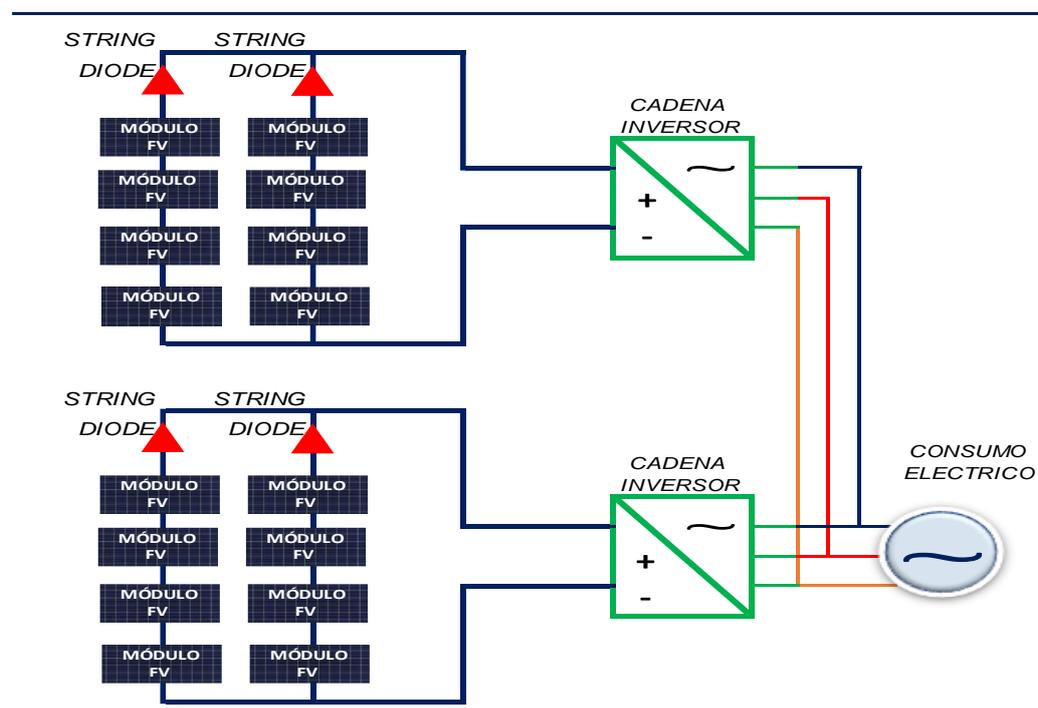


**Figura 2.15** Sistema PV con inversor central.

Fuente: IEEE (Elaboración propia).

<sup>17</sup> IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic (PV) Systems, ANSI/IEEE Std 929-2000, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ. May 2000.

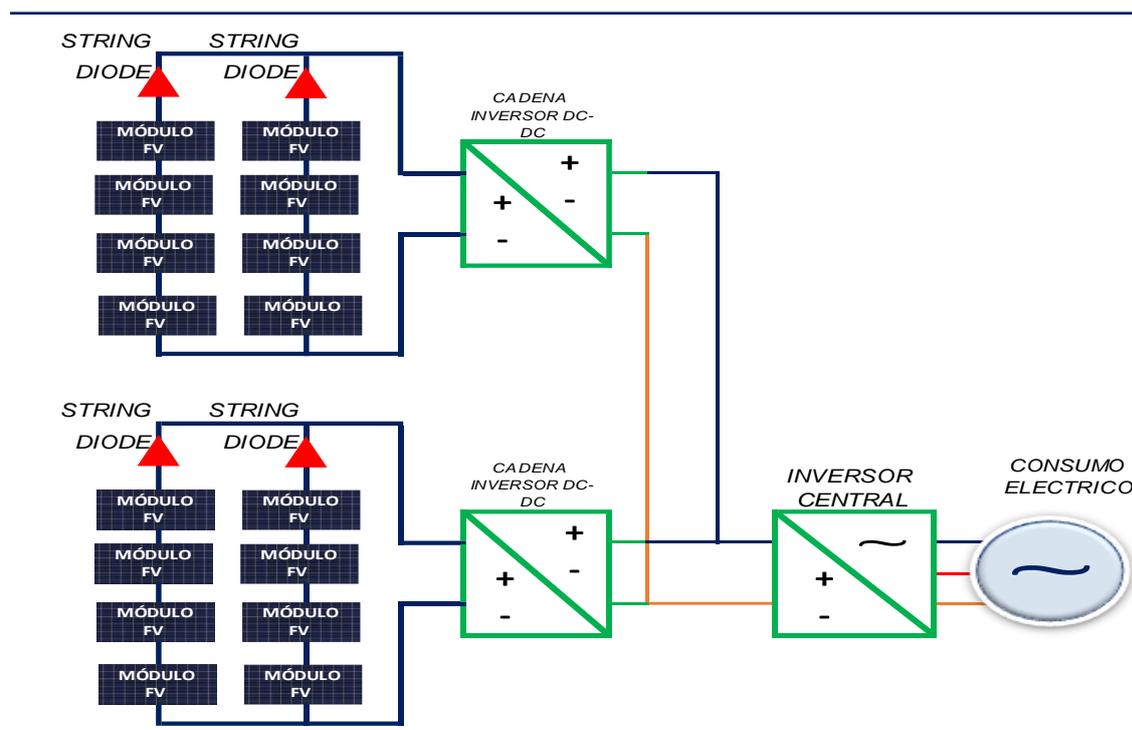
En la Figura 2.16 se observan varios módulos PV conectados en serie donde cada arreglo es conectado a la red. Esta conexión es más costosa en comparación con la figura 2.15 ya que se requieren más inversores a la salida de cada string.



**Figura 2.16** Sistema PV con inversor por cada PV string  
Fuente: IEEE (Elaboración propia).

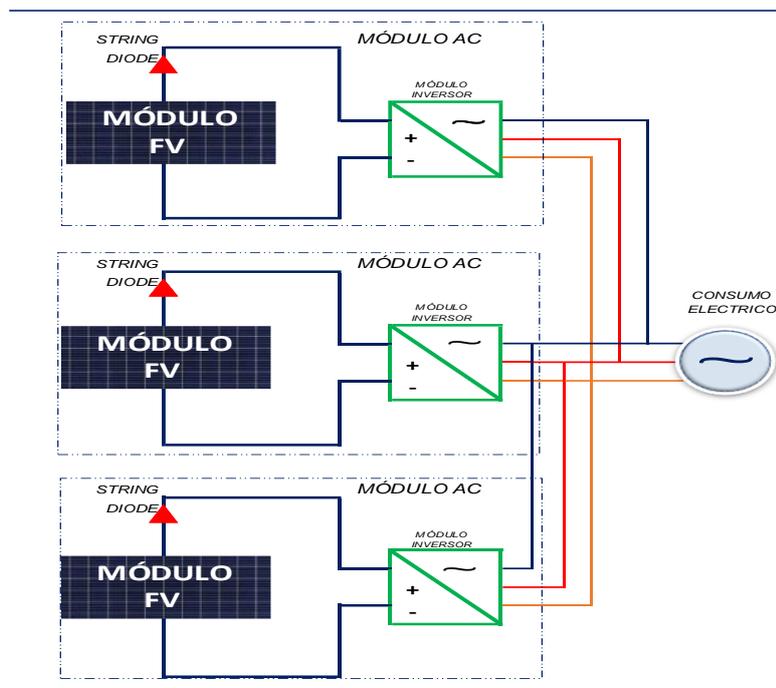
En la Figura 2.17 se presenta un arreglo en el cual se emplea un convertidor dc-dc (Boost) por cada string, y se emplea solo un inversor para la conexión a la red. La salida de cada convertidor es conectada a un bus dc común que se conecta a la entrada del inversor. dichos convertidores dc-dc son utilizados para corregir las caídas de tensión que se puedan presentar en los módulos PV, esto a consecuencia de la variación de la intensidad solar sobre cada string y que podrían causar pérdida tanto en la eficiencia como el deterioro en los módulos. La ventaja es que la implementación de los convertidores dc-dc son empleados para disminuir las pérdidas e incrementar el nivel de voltaje a la entrada del inversor<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> ECEN2060, (2009), MATLAB/Simulink materias, RENEWABLE SOURCES AND EFFICIENT ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS, University of Colorado at Boulder. <http://ecee.colorado.edu/~ecen2060/matlab.html>.



**Figura 2.17** Sistema PV con inversor central y convertidores.  
Fuente: IEEE (Elaboración propia).

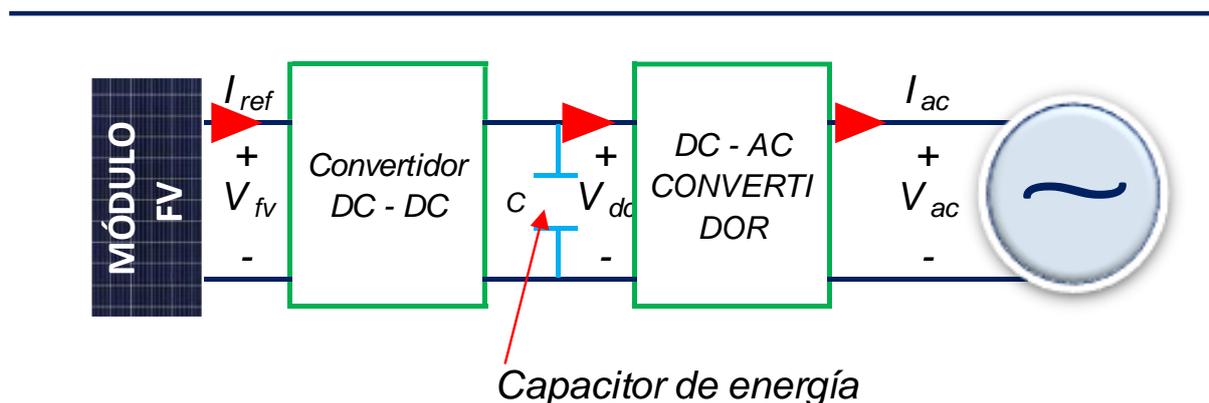
En la Figura 2.18 cada arreglo fotovoltaico PV tiene su propio inversor lo cual garantiza la estabilidad al sistema. Esta topología permite añadir con facilidad más módulos PV en serie o paralelo a los ya existentes. Con este sistema se mejora también la confiabilidad al existir respaldo en la generación y en la inversión de energía cuando se presentan fallas en uno o varios módulos y las pérdidas técnicas causadas por variación en el voltaje de los módulos PV disminuyen o son menores debido a que cada inversor se encarga de mantener un voltaje estable a la salida. Su principal desventaja es el costo debido a que se incrementa el costo de la inversión inicial dado la cantidad de módulos inversores requeridos.



**Figura 2.18** Sistema PV con inversor por cada módulo.  
Fuente: IEEE (Elaboración propia).

#### 2.4.8. Recomendación para el dimensionamiento del sistema PV.

La siguiente figura se muestra una recomendación para un sistema conversor de interconexión del sistema PV a la red eléctrica, figura 2.19.



**Figura 2.19** Conexión a la red eléctrica.  
Fuente: IEEE (Elaboración propia).

#### 2.5. Efectos con la Integración del Sistema Fotovoltaico a la Red Eléctrica.

Una vez puesta en marcha el proyecto fotovoltaico e interconectar esta al sistema eléctrico ya sea de BT o MT, necesariamente debemos analizar el impacto favorable y desfavorable que esta generación tiene sobre las redes de distribución. Para mejor entendimiento describiremos algunos aspectos eléctricos en los que impactan los generadores renovables de pequeña capacidad interconectados a la red, los cuales son:

Flujos de potencia.

- Pérdidas técnicas  $I^2 R$ .
- Corto circuito monofásico, bifásico o trifásico franco.
- Regulación del parámetro de voltaje

Otros aspectos a considerar son:

- Regulación de la frecuencia y potencia.
- Protecciones contra fallas técnicas y no técnicas.
- Calidad en el suministro energía.

## 2.6. Uso Eficiente de la Energía.

Se entiende por uso eficiente de la energía a la aplicación de: **a)** tecnologías, sistemas o modos de uso que reduzcan la cantidad de energía consumida para conseguir el servicio energético deseado y de **b)** las metodologías necesarias para la promoción de **a)**.

La gestión de la demanda se refiere a la aplicación de metodologías y/o tecnologías que modifiquen la forma de la curva de carga sin que esto implique necesariamente un menor consumo energético. Esto es fundamental en el caso de la energía eléctrica que no puede ser convenientemente almacenada en grandes cantidades, y en donde el suministro debe seguir a la demanda instante a instante razón por la cual la variación temporal de la carga es tan importante como la magnitud de la energía consumida. La eficiencia energética y la gestión de la demanda van de la mano en un futuro energético orientado a los usos finales.

La definición de la estrategia energética orientada a los usos finales comprende los siguientes pasos:

**a) Estimar la magnitud del consumo energético de cada uso final**, por ejemplo: transporte, iluminación, refrigeración, fuerza motriz industrial, etc. Estudiando pormenorizadamente los usos finales de la energía a partir de relevamiento de datos, auditorías, mediciones, etc.;

**b) Evaluar las tecnologías relacionadas con los artefactos de uso final empleados actualmente** (motores, lámparas, heladeras, etc.) particularmente su eficiencia energética además de los aspectos técnicos, y los factores económicos y ambientales consultando información técnica, mediante ensayos, etc.;

c) **Recopilar datos acerca de los artefactos de uso final energéticamente eficientes**, sus rendimientos, costos y otras características técnicas. Ítem (b).

d) **Compendiar información acerca de las tecnologías alternativas para la producción de energía**. Incluyendo en el estudio fuentes y tecnologías tanto convencionales como no convencionales, y especialmente aquellas basadas en fuentes renovables y/o procesos de conversión menos contaminantes.

e) **Estimar la demanda futura de los servicios energéticos**. Basándose en la expectativa de crecimiento poblacional, el incremento en la actividad económica, y otros factores, o sea planteando un futuro escenario energético; y

f) **Elaborar una metodología para determinar la óptima combinación de tecnologías de producción, distribución y ahorro de energía**, con el objeto de satisfacer los futuros requerimientos de los servicios energéticos al mínimo costo social<sup>19</sup>

Utilizando toda esta información puede determinarse cuál es la combinación óptima de fuentes centralizadas y distribuidas, renovables y no renovables, aprovechando medidas rentables de eficiencia energética, gestión de la demanda y otras oportunidades identificadas en el análisis por usos finales.

Como se aprecia, esta estrategia cuestiona la correlación entre desarrollo y consumo energético con todas las consecuencias ya descritas conduciendo a una identificación de escenarios energéticos futuros que son mucho menos intensivos en capital y recursos (además de ser menos costosa en general), y ambientalmente menos conflictiva.

### **2.6.1. Importancia de la eficiencia energética.**

Al aprovecharse al máximo los consumos de energía se obtienen los siguientes beneficios:

- Reducción en los costos de la factura eléctrica mensual.
- Aumento de la competitividad por el desarrollo de buenas prácticas ambientales.
- Protección del ambiente mediante la conservación de los recursos naturales (combustibles fósiles) y reducción en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

---

<sup>19</sup> Costos económicos directos más costos indirectos, principalmente los costos ambientales.

### 2.6.2. Objetivos de la eficiencia energética.

Tiene tres objetivos generales y se muestran en el cuadro 2.3.

#### **Cuadro 2.3** *Objetivos generales de la eficiencia energética.*

Reducir el consumo de la energía eléctrica.	Incluye minimizar el consumo energético en edificios.
Reducir el impacto ambiental	Incluye minimizar emisiones e incluye el aprovechamiento de los recursos naturales (iluminación y climatización).
Suministrar más valor con el servicio.	Significa dar más beneficios a los usuarios, por medio de la funcionalidad, la flexibilidad y la modularidad del servicio de tal forma que el usuario satisfaga sus necesidades, con un menor consumo de energía.

*Fuente: Guía MINEN, (Elaboración propia).*

Así pues, la eficiencia energética conduce a beneficios económicos de instituciones, tanto privada como públicas, entre los que se citan a continuación:

- Menores costos de producción.
- Mayor capacidad de generación disponible: Esto permite la disponibilidad y utilización del sistema eléctrico para otros usos específicos o improvisados.
  - Generación de una actividad económica y oportunidades de aprendizaje tecnológico en los nuevos mercados relacionados con la eficiencia energética.
  - Menor pérdida de energía y polución relacionada con los gases de efecto invernadero.
  - De esta manera la eficiencia energética es una alternativa viable y de bajo costo para contribuir con un mejor uso de la energía eléctrica, permitiendo la productividad y competitividad de la empresa y reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero.

### 2.6.3. Ahorro de energía eléctrica.

Se conoce como ahorro de energía, a la práctica que la persona o ente realiza para disminuir el uso de energía eléctrica, la cual sufre un aumento del capital ambiental, financiero, seguridad nacional y el confort humano. Es importante el ahorro de energía ya que ayuda a reducir costos energéticos y ayuda a mantener la economía. En las mayorías de los hogares y edificios públicos existe mucho el consumo de la energía eléctrica, en donde el 40% de sus ingresos son utilizados para pagar este consumo (Arias, 2011).

#### **2.6.4. Importancia del ahorro de energía eléctrica.**

Actualmente el uso de la electricidad es fundamental para realizar gran parte de nuestras actividades; gracias a este tipo de energía tenemos una mejor calidad de vida. Con tan solo oprimir botones obtenemos luz, calor, frío, imagen o sonido. Su uso es indispensable y difícilmente nos detenemos a pensar acerca de su importancia y de los beneficios al utilizarla eficientemente (Arias, 2011).

El ahorro de energía eléctrica es un elemento fundamental para el aprovechamiento de los recursos energéticos; ahorrar equivale a disminuir el consumo de combustibles en la generación de electricidad.

#### **2.6.5. Pautas para lograr un ahorro de energía.**

Ahorrar y usar eficientemente la energía eléctrica, así como cuidar el medio ambiente, no son sinónimo de sacrificar o reducir nuestro nivel de bienestar o el grado de satisfacción de nuestras necesidades cotidianas, por el contrario, un cambio de hábitos y actitudes pueden favorecer una mayor eficiencia en el uso de la electricidad, el empleo racional de los recursos energéticos, la protección de la economía familiar y la preservación de nuestro entorno natural (Arias, 2011). A continuación, describimos las pautas para lograr un ahorro de energía:

- Apagar los equipos eléctricos.
- Limpiar con frecuencia los filtros del aire acondicionado.
- Apagar los monitores de las computadoras.
- Aprovechar la energía solar.
- No permitir que se desperdicie energía por las ventanas.
- Apagar las luces.
- Recordatorio para apagar los equipos.
- Encender solo lo necesaria.
- Emplear tecnología que ahorre energía eléctrica.
- Mantenimiento de centros de cómputo.
- Detectores de presencia.
- Verificación de encendido.

### **2.6.6. Programas para el uso eficiente de la energía.**

Con el fin de hacer un uso racional del recurso energético, se realizarán campañas de capacitación, charlas y foros en las cuales se establecerán los lineamientos básicos del instituto hacia los estudiantes. El programa de educación y minimización se realizará de manera conjunta con el programa de sensibilización y educación ambiental. Una de los capítulos de la cartilla que se propone es el del desarrollo de un programa de uso eficiente y ahorro de agua y energía.

La propuesta del presente logo se muestra a continuación, este pretende generar conciencia dentro de la comunidad y ser un punto de referencia.

#### ***2.6.6.1. Aprovechamiento de la luz natural.***

La luz natural se caracteriza porque reproduce los colores de forma muy natural y evita la fátiga visual. De igual forma, contribuye a la comodidad en el trabajo, es necesario utilizar un alumbrado artificial en los momentos en los cuales no haya suficiente luz natural.

Si hay suficiente luz natural, y es cómodo para los trabajadores y estudiantes, se recomienda apagar las luces artificiales (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.2. Uso eficiente de la luz.***

Este es sin lugar a dudas uno de los principales programas del instituto, pues la mayoría de la energía consumida proviene del uso de bombillas, fluorescentes arcaicos. El principal propósito del presente programa es crear el hábito de uso de luz artificial únicamente cuando este sea necesario. Ya que la iluminación artificial del instituto ya se encuentra instalada con propuesta de modificación a tecnologías más recientes, es necesario verificar que el nivel de alumbrado sea apto para el desarrollo de las diversas actividades, para poder corregir los alumbrados, promover el uso de tecnologías ahorradoras LED y mejorar la efectividad energética del instituto (ESAP, 2019).

Para esto con la ayuda de un medidor de luz en unidades LUX luxómetro se deberá mediar las zonas y verificar que cumplan con el alumbrado de acuerdo a la zonificación del instituto.

#### ***2.6.6.3. Mantenimiento de lámparas.***

La eficiencia de las lámparas disminuye con sus horas de utilización, una limpieza frecuente de las mismas como parte del plan de mantenimiento preventivo y de cuidado aumentaría el uso de las lámparas evitando el uso de instrumentos de iluminación mayor (ESAP, 2019).

#### **2.6.6.4. Zonificación y horarios.**

Verificar el cumplimiento de la zonificación del instituto, de tal suerte que las instalaciones se dividan por medio de interruptores de forma razonable: horarios, ocupación y cantidad de luz natural y no incurrir en iluminación de zonas desocupadas (ESAP, 2019).

#### **2.6.6.5. Iluminación localizada.**

En cuanto a la iluminación localizada de tareas de precisión y para poder prescindir de iluminación generalizada de ciertas zonas, es de gran importancia generar iluminaciones de alto ahorro e iluminación correcta focalizada (ESAP, 2019).

#### **2.6.6.6. Concientización de los trabajadores.**

Generar una cultura de eficiencia energética dentro de la comunidad institucional mediante la formación y entrega de información. Esto se lleva a cabo mediante al acceso de la información y la cartilla de sensibilización y cultura ambiental (ESAP, 2019).

Por otro lado, los ahorro en los equipos de oficina serán:

#### **2.6.6.7. Reducir el uso de aires acondicionados.**

Si es posible, abrir ventanas para aprovechar las corrientes de aire y por ende evitar el consumo desmedido de aires acondicionados (ESAP, 2019).

#### **2.6.6.8. Activar las funciones de ahorro de energía.**

Programar los equipos para que cuando no se estén usando después de un cierto tiempo se apague de forma automática. De igual forma dependiendo del momento del día es necesario bajar el brillo de las pantallas que son las responsables de la mayoría del consumo (el modo de ahorro de energía permite consumos hasta 37% menos de energía en los equipos) (ESAP, 2019).

#### **2.6.6.9. Desconectar pantalla.**

En las pausas en lugar de tener que reiniciar el trabajo, tan sólo basta con desconectar la pantalla para ahorrar energía (ESAP, 2019).

#### **2.6.6.10.Reducción brillo en las pantallas.**

La utilización de un alto brillo en las pantallas, se traduce en un mayor consumo de energía partiendo del hecho que esta consume cerca del 70% de la energía del ordenador. Es por ende una medida positiva en cuanto a reducción de energía, bajar el brillo de las pantallas hasta un valor óptimo para el trabajador cercano al 55% (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.11. Compra eficiente de equipos.***

Comprobar de manera conjunta con el grupo de compras la eficiencia energética de los equipos a adquirir por parte del instituto. (Las pantallas planas y los equipos portátiles consumen menos energía) (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.12. Utilizar el correo electrónico y la intranet.***

Fomentar el uso del correo electrónico y gestión documental para evitar el uso de papel y energía por uso de fotocopiadoras (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.13. Apagar los equipos en desuso.***

Si los trabajos requieren varias horas en procesamiento, se recomienda que se apaguen las pantallas pues consumen cerca del 65% de energía del total del ordenador. Se recomienda que se paguen los equipos en desuso pues esto supone un ahorro de cerca del 10% (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.14. Desconexión de lámparas.***

En ciertas áreas de la institución hay lámparas que se encuentran muy cerca las unas a las otras generando un desperdicio significativo de energía eléctrica ya que no aportan significativamente a la iluminación de los espacios. Se deberá por ende desconectar de la red las lámparas identificadas en circuitos que no aportan y se encuentran en lugares en dónde no tienen una función importante (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.15. Apagar Impresora en fines de semana y noche.***

Se debe apagar la impresora o activar el modo de ahorro de energía cuando no se haga uso de la misma en noche y fines de semana; una impresora normal puede consumir cerca de 442 vatios por hora, mientras que en modo de energía se reduce a 45 vatios (ESAP, 2019).

#### ***2.6.6.16. Operación de hornos en plena carga de cafeterías.***

Se deben operar los hornos a plena carga para evitar la pérdida de energía, utilizando temperaturas adecuadas. De igual forma se deben mantener las puertas cerradas (ESAP, 2019).

### **2.6.7. Implementación de metodologías del programa.**

Proceso:

Analizar. Analizar los procesos que se llevan a cabo, revisando la totalidad de variables en juego para buscar la reducción de consumos. (Todos los procesos son aptos a mejoras).

Identificar las Oportunidades. Identificadas las variables críticas se proponen las oportunidades de mejora para proponer soluciones para maximizar el ahorro en la institución.

Implementación de mejora. Modificar el estado actual de los sistemas para poder supervisar los alcances del proyecto.

Comunicación de los Resultados. Reconocer el esfuerzo realizado por parte de la comunidad mejora la implementación de futuros programas y el apoderamiento del presente.

### **2.6.8. Otras posibilidades de ahorro de energía.**

Las alternativas para hacer uso eficiente de la energía no se limitan a las tecnologías aplicadas a los artefactos de uso final. En rigor, estos artefactos integran, generalmente, un sistema que deberá ser estudiado en su totalidad. Por lo tanto, se puede aumentar la eficiencia en algún otro componente del sistema que constituye la conversión energética para satisfacer un servicio. Estos otros componentes se denominan elementos asociados y pueden ser activos o pasivos. Los sistemas de control, también, pueden jugar un papel importante a la hora de disminuir los consumos.

Por otro lado, el uso eficiente de energía a parte de la utilización de nuevas fuentes de generación eléctrica como es el caso de los paneles solares (enunciados anteriores) que son amigables con el medio ambiente, la utilización por ejemplo de la tecnología led en iluminación, y/o u otros equipos eléctricos más eficientes y eficaces.

El cambio del tipo de tarifa previamente estudiada su historial de consumo de por los menos 50 meses esto para saber el tipo de tarifa que le conviene según sus horas punta del consumo del colegio constituye otra alternativa que ha conseguido disminuir significativamente la necesidad energética.

#### **2.6.8.1. Tecnología led como eficiencia en la iluminación del instituto.**

Los Leds que se fabrican actualmente para la iluminación de interiores y exteriores tienen características que los hacen una mejor opción en comparación con las fuentes de luz convencionales. A parte de ser muy eficientes algunas de estas características son:

- **Problemas de contaminación:** A diferencia de un Led, el desechar lámparas fluorescentes implica la liberación de toxinas. Esto es porque cada lámpara fluorescente tiene aproximadamente 5 [mg] de mercurio dentro del tubo de vidrio. Si una de estas lámparas fluorescente se rompe, se debe limpiar inmediatamente y el cuarto debe ser airado por 15 minutos, como precaución. Así también, cuando van hacia la basura, sus rupturas pueden resultar en contaminación de la tierra por mercurio y contaminación de agua subterránea.

➤ **Vida útil de un led:** La mayoría de los Leds pueden operar aproximadamente 60,000 horas o alrededor de 7 años de manera continua, 24 horas, 7 días a la semana, lo cual explica el porqué de su utilización en semáforos donde el uso del rojo, ámbar y verde permiten una vida mayor a los 14 años, ya que un color es mostrado únicamente una fracción de tiempo. En comparación, un foco incandescente tiene una vida de 750 horas y una lámpara fluorescente puede exceder las 7500 horas. Es importante notar que la vida de la lámpara puede variar de acuerdo a su diseño y su uso.

➤ **Potencia consumida por un led:** Actualmente hay dos razones primarias para considerar el uso de Leds. Una, es su larga vida, la cual puede promediar entre 60,000 y 100,000 horas, dependiendo del tipo de Led. La otra razón es un bajo consumo de potencia. Al discutir el uso de Leds en un ambiente de iluminación es importante notar que, por ejemplo, un Led como el **High Power Emitter**<sup>20</sup> consume entre 3 y 5watt.

#### *2.6.8.2. Ventajas y desventajas en la utilización de iluminación convencional y la tecnología led.*

##### **A. Lámparas fluorescentes.**

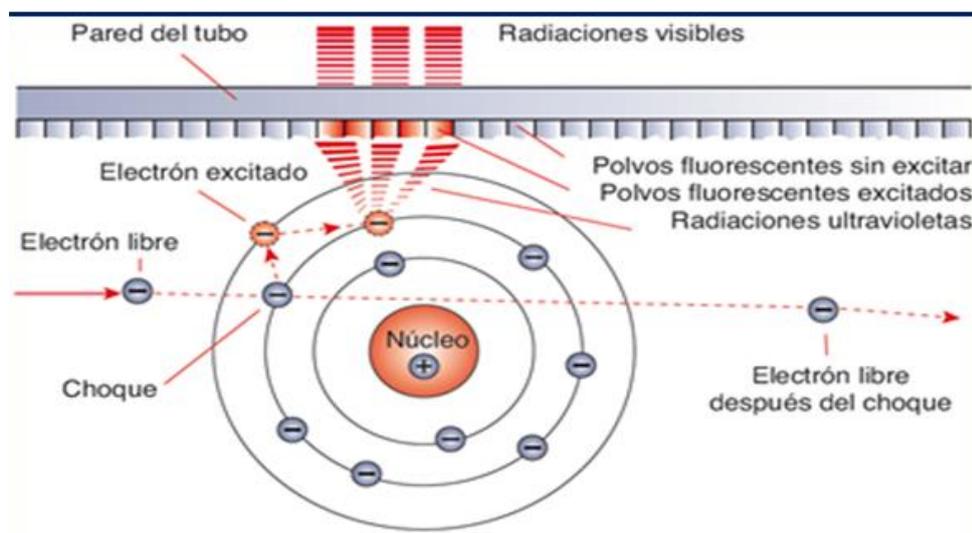
Las lámparas fluorescentes son lámparas de descarga eléctrica en atmósfera de vapor de mercurio a baja presión y un gas inerte cuyo efecto luminoso se basa en el fenómeno de la fluorescencia<sup>21</sup>.

Estas sustancias son unos polvos fluorescentes que se sitúan en la pared interna del tubo de descarga. La Figura 2.20 muestra el fenómeno de fluorescencia.

---

<sup>20</sup> Líder mundial en la distribución de componentes electrónicos, y es reconocido como una de las compañías más respetadas e innovadoras en la industria hoy en día. Con sede en Montreal y opera en 169 ubicaciones en 42 países de todo el mundo.

<sup>21</sup> La fluorescencia es una propiedad que poseen determinadas sustancias en virtud de la cual transforman las radiaciones no visibles que inciden sobre ellas, generalmente ultravioletas (producidas por el fenómeno de luminiscencia), en radiaciones visibles.



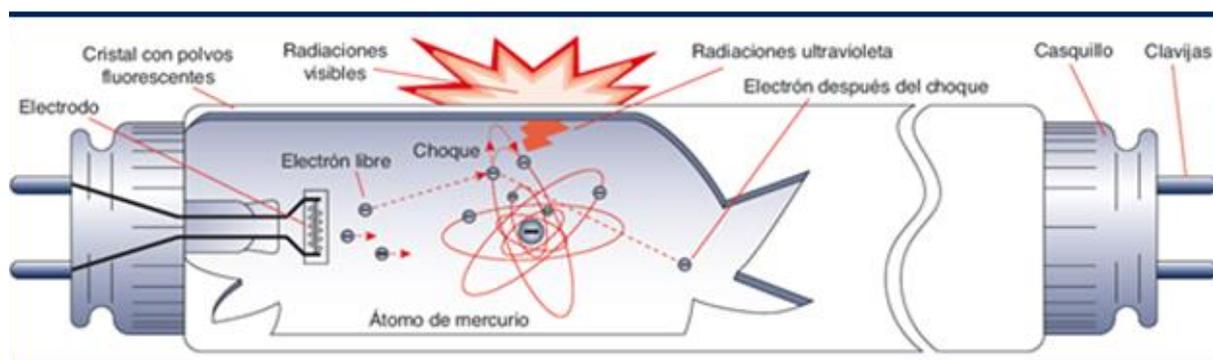
**Figura 2.20** Fenómeno de la fluorescencia.

*Fuente: Libro luminotecnia para alumbrado incandescente y fluorescente.*

*Elaboración: Libro luminotecnia para alumbrado incandescente y fluorescente.*

### La constitución del tubo fluorescente

Los principales elementos de un tubo fluorescente son: el tubo de descarga, que está en contacto con el medio ambiente; dos casquillos de conexión, provistos de sendos pares de patillas o clavijas, a las que se conectan los electrodos en forma de filamento; el gas de relleno y los polvos fluorescentes, ver figura 2.21.



**Figura 2.21** Fenómeno de la Fluorescencia.

*Fuente: Libro luminotecnia para alumbrado incandescente y fluorescente.*

*Elaboración: Libro luminotecnia para alumbrado incandescente y fluorescente.*

- **Características:** en este tipo de lámparas la luz es producida por los polvos fluorescentes emitidos, gracias a la energía ultravioleta de la descarga de mercurio.
- **Ventajas:** Mayor eficiencia luminosa que las lámparas incandescentes normales. Bajo consumo energético. Larga vida de funcionamiento
- **Desventajas:** alto costo. Baja reproducción del color, la tonalidad del color de la luz emitida es fría.

## **B. La tecnología led.**

El empleo más común que se le da a la energía es la iluminación, ya que, ocupa el 19% del consumo de la electricidad mundial. Actualmente, la baja eficiencia en las anteriores tecnologías y el malgasto de la iluminación hacen evidente la necesidad de introducir mejoras en este sector.

Los diodos emisores de luz, o led, pueden ser la tecnología más adecuada para iluminar el mundo, ya que las bombillas de bajo consumo más empleadas hasta ahora.

La iluminación incandescente consume el 30% de la energía eléctrica usada para iluminación mientras que sólo produce el siete por ciento de luz efectiva.

Actualmente, la alternativa de iluminación de interior son las lámparas fluorescentes. Este tipo de iluminación representa el 64% de la iluminación generada eléctricamente y el 45% del uso de energía eléctrica para iluminación. La eficiencia de la iluminación fluorescente varía según el tipo de lámpara, aunque generalmente es de 5 y 8 veces mayor a las incandescentes.

La iluminación Led se diferencia de las demás bombillas por consumir entre un 80 y 90% menos de electricidad que una bombilla incandescente tradicional y un 65% menos de electricidad que una bombilla de bajo consumo de tecnología fluorescente.

En los últimos años estas bombillas han mejorado sus cualidades, disminuido sus costes y aumentando su versatilidad, así, convirtiéndose en accesibles para todo tipo de usuarios, gracias a su variedad de precios.

El uso de la tecnología Led está extendido en muchas de las aplicaciones cotidianas, debido a su bajo consumo, fiabilidad y duración. Esta tecnología ha supuesto el mayor avance en el campo de la iluminación desde que se inventó la luz, con una durabilidad menor o igual a 20 años. En definitiva, la tecnología Led es una opción sostenible, práctica y funcional para lograr un ahorro en sus diferentes aplicaciones.

Los tipos y formatos en los que se puede encontrar el led son:

**1. Led común:** Se utilizan en la mayoría de los electrodomésticos. Actualmente se están utilizando para señalización vial, como semáforos, consiguiendo un ahorro energético para las entidades públicas.

**2. Led SMD:** Esto le ofrece ciertas características muy interesantes para todo el mundo de la iluminación:

- Permiten una amplia variedad de colores, según el material semiconductor que se utilice en su fabricación. En su modelo RGB, utiliza tres Leds con los colores primarios, con lo que puede desarrollar hasta 16 millones de colores mediante la

mezcla aditiva. El usuario puede seleccionar el color deseado mediante un mando a distancia o controlador, subir o bajar la intensidad de la luz y hacer increíbles efectos luminosos.

- El índice de reproducción cromática (IRC o RA) es alto, de hasta el 80%. Esto quiere decir que reproduce los colores fielmente.

**3. El Led COB:** Corresponde a las siglas "Chip on board" ("chip en la placa"), en el cual se han insertado multitud de leds en un mismo encapsulado. De esta manera, nos proporciona más rendimiento lumínico: esto quiere decir que, con la misma potencia y tamaño, el Led COB aporta más luz que el SMD.



**Figura 2.22** Led.

*Fuente: Libro luminotecnia para alumbrado incandescente y fluorescente.*

*Elaboración: Libro luminotecnia para alumbrado incandescente y fluorescente.*

La ventaja del uso la tecnología led son:

- **Alta eficiencia.**

La iluminación Led consume un 80-90% menos de electricidad que una bombilla corriente de características similares. Esto aproximadamente, significa un 90% de ahorro en la factura eléctrica. Con las lámparas de Led se ha conseguido la mayor eficiencia lumínica, llegando hasta 130-150 lúmenes por vatio en las bombillas más eficientes, y a 80 lúmenes<sup>1</sup> por Vatio en las más populares. Como ejemplo la eficiencia lumínica de un halógeno es tan solo de 20 a 25 lúmenes por vatio.

- **Muy bajo consumo.**

Consumen 2,5 veces menos que una bombilla de bajo consumo convencional y 8,9 veces menos que una bombilla incandescente de las de toda la vida, esto conlleva un impresionante ahorro económico, que puede llegar al 90% en la factura de la luz, y una rápida amortización de la inversión.

- **Duración.**

Las bombillas Led no tienen filamentos u otras partes mecánicas de fácil rotura. No existe un punto en que cesen de funcionar, su degradación es gradual a lo largo de su vida. Se considera una duración entre 30.000 y 50.000 horas, hasta que su luminosidad decae por debajo del 70%, eso significa entre 10 y 30 años en una aplicación de 10 horas diarias 300 días/año.

- **Mantenimiento**

En vista de que la duración es entre 30.000 a 50.000 horas, el Led reduce los gastos periódicos de mantenimiento y sustitución de lámparas. Igualmente, su estado sólido les permite ser expuestos a temperaturas extremas y entornos vibratorios.

- **Calidad de la luz emitida.**

El ICR o índice cromático de color, proporciona una medida de la calidad de la luz, las bombillas Led poseen un CRI alrededor de 90, consiguiendo que se aprecien mucho más los matices de la luz. La obtenida por fluorescentes y bombillas llamadas de "bajo consumo", además de no ser instantáneas en su encendido, poseen una luz muy poco natural, con un ICR muy bajo en torno a 44.

- **Baja emisión de calor.**

Al consumir poca energía, las bombillas Led emiten poco calor. Es la llamada luz fría. Por ejemplo, una bombilla halógena gasta de 50W, 45 aproximadamente en emisión de calor, esto supone un gasto extraordinario en aire acondicionado.

- **Respuesta instantánea.**

El encendido y apagado de las bombillas Led es rapidísimo, a diferencia de otros sistemas no se degrada por el número de encendidos; lo que los hace muy útiles en sistemas de apagado y encendido por detección de movimiento.

- **Regulables.**

Algunos de los modelos Led son regulables, permitiendo el control del gasto energético y la creación del ambiente deseado.

- **Ecológicos**

El Led es la fuente de luz más ecológica. A diferencia de las fuentes de luz fluorescentes, los Leds no contienen mercurio ni otras sustancias contaminantes y tóxicos, tampoco producen irradiaciones de infrarrojos o ultravioletas en la luz visible a comparación de las lámparas fluorescentes. La eliminación del mercurio del sistema de iluminación permite satisfacer las cada vez más estrictas regulaciones ambientales. Igualmente, su mínimo consumo y mantenimiento contribuyen al ahorro energético.



**Figura 2.23** Led luz ecológica.

Fuente: <https://sisintel.wordpress.com/2014/03/11/ventajas-de-la-tecnologia-led-2/>

- **Resistencia**

Las lámparas Led son mucho más resistentes a los golpes, e incluso aquellas que poseen un bulbo de cristal pueden seguir funcionando si este se rompe.

- **Emergencia**

Su bajo consumo las hace ideales para sistemas de iluminación de emergencia mediante un sistema de baterías o de generador auxiliar, por lo que pueden ahorrar en sistemas paralelos de iluminación.

- **Versatilidad**

Se pueden encontrar de todo tipo de colores, incluso la mezcla de ellos mediante los LED RGB2, lámparas, tubos, paneles planos, tiras, farolas, focos industriales, etc.

- **Menores emisiones de CO<sub>2</sub>.**

Según el “Ministerio de Energía de Estados Unidos”, la iluminación consume el 22% de la electricidad producida en los Estados Unidos, por lo que la expansión del uso de bombillas LED podría ahorrar una gran cantidad de las emisiones de CO<sub>2</sub>, el gas al que se considera responsable del calentamiento global.

- **Ahorro en cableado de instalación**

Debido a que el consumo de energía es mucho menor, las instalaciones eléctricas de las lámparas de Leds se hacen con cables de calibres mucho menor, esto se traduce directamente en un ahorro sustancial en el cableado y en las instalaciones. Además, en muchas de las sustituciones, simplemente es cambiar un bombillo por otra, ya que los casquillos de las bombillas led y las tradicionales son iguales.

Las desventajas del uso de la tecnología led son<sup>22</sup>:

- **Temperatura ambiente**

La temperatura ambiente es muy importante en su vida útil, ya que, una subida de 25 grados en dicha temperatura puede producir una reducción del 66 % de su vida útil (subida medida sobre la temperatura óptima de utilización indicada por el fabricante). Esto puede influir en su utilización en fábricas o lugares donde se realicen procesos industriales, que suelen conllevar altas temperaturas.

- **Precios elevados**

La principal desventaja de los leds es que su precio es notablemente superior al de las lámparas tradicionales esto hablando a corto plazo.

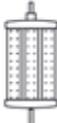
---

<sup>22</sup> Tanto las ventajas y desventajas del uso de la tecnología led fueron consultados y extraídos de: SISINTEL S.A. Empresa dedicada a la ENERGÍA SOLAR, LED AHORRO, BRILLO, ECONOMIA, ENERGIA, FOCO, FOTOVOLTACIVOS, IP65, LED, LUZ, PANELES, SISINTEL, SOLARES.  
<https://sisintel.wordpress.com/2014/03/11/ventajas-de-la-tecnologia-led-2/>

### 2.6.8.3. Equivalencia de ahorro energético entre las luminarias tradicionales y el led.

Mostramos en el cuadro 2.3.

**Cuadro 2.4** Cuadro comparativo entre luminarias tradicionales y led

	Luminaria convencional	Equivalente LED	Ahorro
	E27 incandescente 60W E27 incandescente 75W E27 incandescente 100W E27 Bajo consumo 11W E27 Bajo consumo 26W	E27 LED 8W E27 LED 10W E27 LED 15W E27 LED 6W E27 LED 10W	80% 80% 80% 50% 50%
	E14 incandescente 40W E14 bajo consumo 9W	E14 LED 4W E14 LED 4W	80% 50%
	GX5,3 Halógenas 12DC (35W) 40W * GX5,3 Halógenas 12DC (50W) 58W *	GX5,3 LED 6W GX5,3 LED 9W	80% 80%
	GU10 halógeno dicroica 220V/AC 40W GU10 halógeno dicroica 220V/AC 58W	GU10 LED 6W GU10 LED 9W	80% 80%
	G4 Halógenas mini bombillas 20W G4 Halógenas mini bombillas 30W	G4 LED 2,4W G4 LED 3,5W	60% 60%
	G9 bombillas halógenas bi-pin 40W	G9 LED 3W	90%
	G24 incandescente 70W ** G24 Bajo consumo 22W ** G24 Bajo consumo 30W **	G24 LED 10W G24 LED 8W G24 LED 13W	80% 50% 50%
	Tubo fluorescente 60cm (18W) 21W ** Tubo fluorescente 90cm (30W) 36W ** Tubo fluorescente 120cm (36W) 41W ** Tubo fluorescente 150cm (58W) 21W **	Tubo LED 60cm 8W Tubo LED 90cm 10W <a href="#">Tubo LED 120cm 13W</a> Tubo LED 150cm 22W	50% 50% 50% 50%
	Halógeno R75 78mm 100W Halógeno R75 118mm 150W Halógeno R75 138mm 200W Halógeno R75 190mm 300W	LED R75 78mm 8W LED R75 118mm 14W LED R75 138mm 18W LED R75 190mm 22W	50% 50% 50% 50%
	Downlight halógeno 20W Downlight halógeno 40W Downlight halógeno 60W	Downlight LED 10W <a href="#">Downlight LED 18W</a> Downlight LED 32W	50% 50% 50%

Fuente: LEDBOX NEWS- iluminación - decoración – ahorro (Elaboración propia).

---

### 3. CAPÍTULO III

## DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO – AUDITORÍA ENERGÉTICA DEL INSTITUTO

---

### **3. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO – AUDITORIA ENERGÉTICA DEL INSTITUTO.**

#### **3.1. Diagnóstico y Evaluación del Desempeño Energético del Instituto.**

El Desempeño Energético Según la Norma ISO 50001:2018, lo describe “como un concepto amplio, resultante de la relación entre la eficiencia energética, el uso de la energía y su consumo. Precisamente, son estos los conceptos que se deben manejar y tener en cuenta en una empresa para que su desempeño energético sea eficaz”. Por ello, describimos lo siguiente:

##### **3.1.1. Descripción de los equipos eléctricos existentes.**

Se hizo un diagnóstico actual del consumo de energía eléctrica por otra parte, se recaudaron una serie de características particulares que presenta el instituto. Todo ello, basadas en visitas y observaciones directas.

Actualmente existe un consumo acelerado de energía, no existe un manejo adecuado sobre la distribución y uso de los equipos eléctricos ni una verdadera cultura o uso racional de ahorro energético por parte de los estudiantes, en este sentido se evidencio que no existe una verdadera conciencia en torno a lo ambiental.

A continuación, describiremos los equipos existentes en dicha institución, ver cuadro 3.1 y figura 3.1.

**Cuadro 3.1** Cuadro de los equipos eléctricos utilizados en la institución.

Ítems	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	POTENCIA PLACA EN Watts	TOTAL, POTENCIA EN W
1	CONGELADORA	2	400	800
2	LICUADORAS	4	350	1400
3	COCINA 1	4	GAS	GAS
4	BATIDORA	6	78	468
5	REFRIGERADORA	2	375	750
6	HORNO MICROONDAS	2	1200	2400
7	COCINA 2	2	GAS	GAS
8	ALUMBRADO FLUORESCENTE	215	36	7740
9	TOMACORRIENTE	225	-	3230
11	COMPUTADORAS	5	300	1500
12	CAÑÓN MULTIMEDIA	1	498	498
13	FOTOCOPIADORAS	1	900	900
14	IMPRESORAS	2	490	980
15	EXPRIMIDORES DE CÍTRICOS	3	30	90
16	TOSTADORA	1	1000	1000
17	TV COLOR	2	300	600
18	CAFETERA	1	200	200
19	ESTÉREO MUSICAL	1	75	75
20	LAPTOP	3	35	105
21	SCANNER	1	150	150
22	RESERVA	2	-	1500

Fuente: Propia.



**Figura 3.1** Panel fotográfico 1 de los equipos eléctricos utilizados en el instituto.

Fuente: Propia.



**Figura 3.2** Panel fotográfico 2 de los equipos eléctricos utilizados en el instituto.  
Fuente: Propia.

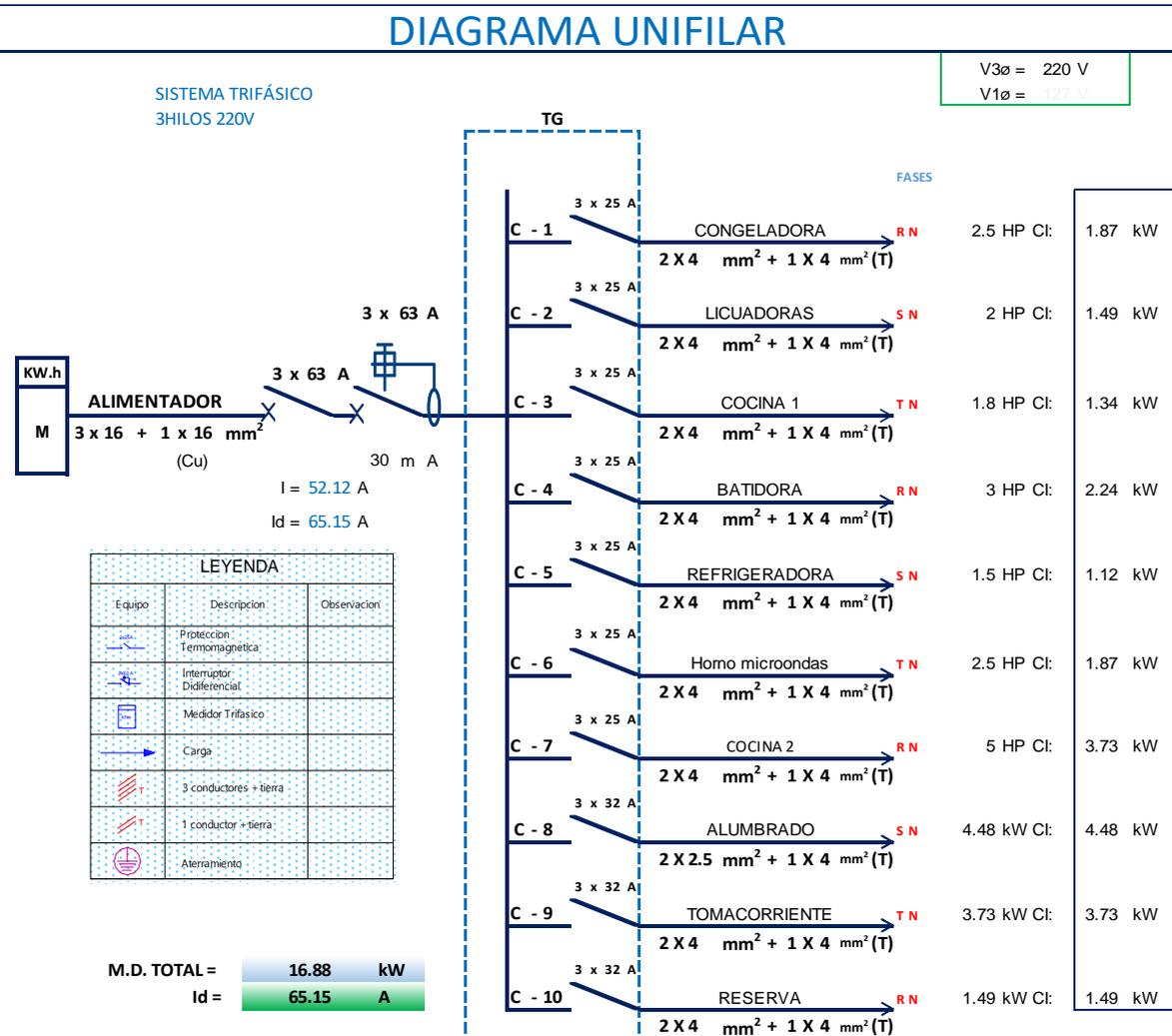


**Figura 3.3** Panel fotográfico 3 de los equipos eléctricos utilizados en el instituto.  
Fuente: Propia.

### 3.1.2. Diagrama unifilar y de carga del instituto.

El instituto se alimenta con una tensión trifásica en 220 V, por lo que el tablero cuenta con 10 circuitos y cuyas características se muestran en el cuadro 3. 2.

**Cuadro 3.2** Diagrama de cargas del instituto Blue Ribbon Internacional.



ESC: 1/100

CUADRO DE CARGA INSTITUTO										
	DESCRIPCIÓN	KVA	HP	CI: Kw	F.S.	MÁX. DEM. (MD) KW	V (voltios)	IPO CA#	I (AMP)	I arranque
C-1	CONGELADORA		2.5	1.87	1.00	1.87	220	1ø	9.973	
C-2	LICUADORAS		2	1.49	0.60	0.90	220	1ø	4.787	
C-3	COCINA 1		1.8	1.34	0.60	0.81	220	1ø	4.308	
C-4	BATIDORA		3	2.24	0.60	1.34	220	1ø	7.181	
C-5	REFRIGERADORA		1.5	1.12	1.00	1.12	220	1ø	5.984	
C-6	Horno microondas		2.5	1.87	0.50	0.93	220	1ø	4.987	
C-7	COCINA 2		5	3.73	0.50	1.87	220	1ø	9.973	
C-8	ALUMBRADO			4.48	0.80	3.58	220	1ø	19.149	
C-9	TOMACORRIENTE			3.73	0.80	2.98	220	1ø	15.957	
C-10	RESERVA			1.49	1.00	1.49	220	1ø	7.979	

23.35

M.D. TOTAL = 16.88 kW

In = 52.12 A

Id = 65.15 A

V3ø = 220 V  
V1ø = 127 V

### 3.1.3. Diagnostico porcentual según el tipo de consumo eléctrico.

A continuación, detallaremos el diagnostico que se hizo en el instituto para determinar los porcentajes máximos mínimos intermedios del consumo eléctrico según el tipo.

Se ve que generalmente existe consumos desde los 10 minutos algunas y 9 horas al día que permanecen encendidas la jornada completa, lo que evidencia un consumo alto sin beneficios, sustentado que para ellos se consume más energía en apagar y volver aprender.

Estos se analizan según la ecuación:

$$\% \text{ de consumo} = (P1 * t1 + \dots + Pn * tn) / (\text{Energía total consumida}).$$

**ECU. N° 3.1**

Los resultados se detallan en el cuadro 3.3:

**Cuadro 3.3** Porcentaje del consumo eléctrico según tipo de carga.

Ítems	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	POTENCIA PLACA EN	TOTAL, POTENCIA EN	TIEMPO DE USO AL DIA	TIEMPO DE USO AL MES	TOTAL ENERGÍA EN Wh	TOTAL ENERGÍA EN Wh
1	CONGELADORA	2	400	800	9 Horas /día	270	216000	8.7354%
2	LICUADORAS	4	350	1400	10 mín/día	5	7000	0.2831%
3	COCINA 1	4	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	0.0000%
4	BATIDORA	6	78	468	15 mín/día	7.5	3510	0.1420%
5	REFRIGERADORA	2	375	750	8 Horas /día	240	180000	7.2795%
6	Horno microondas	2	1200	2400	15 mín/día	7.5	18000	0.7280%
7	COCINA 2	2	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	0.0000%
8	ALUMBRADO FLUORESCENTE	215	36	7740	6.5 Horas /día	195	1509300	61.0388%
9	TOMACORRIENTE	225	-	3230	0.5 Horas /día	15	48450	1.9594%
11	COMPUTADORAS	5	300	1500	4.5 Horas /día	135	202500	8.1895%
12	CAÑÓN MULTIMEDIA	1	498	498	3h/4vec/sem	48	23904	0.9667%
13	FOTOCOPIADORAS	1	900	900	3h/2vec/sem	24	21600	0.8735%
14	IMPRESORAS	2	490	980	2.5 Horas /día	75	73500	2.9725%
15	EXPRIMIDORES DE CITRICOS	3	30	90	10 mín/día	5	450	0.0182%
16	TOSTADORA	1	1000	1000	3h/2vec/sem	24	24000	0.9706%
17	TV COLOR	2	300	600	6 Horas /día	180	108000	4.3677%
18	CAFETERA	1	200	200	10 mín/día	5	1000	0.0404%
19	ESTEREO MUSICAL	1	75	75	3 Horas /día	90	6750	0.2730%
20	LAPTP	3	35	105	9 Horas /día	270	28350	1.1465%
21	SCANNER	1	150	150	5 mín/día	2.5	375	0.0152%
22	RESERVA	2	-	1500	-	-	-	0.0000%
TOTAL =			6417.00 W 6.42 kW	24386.00 W 24.39 kW	- -	- -	2472689.00 Wh 2472.69 kWh	100.00%

Fuente: Propia.

Según los resultados el que prevalece más en consumo, viene a ser el alumbrado en general con un 61.0388%.

### 3.1.4. Análisis del consumo de energía obtenidos por la instalación del analizador de redes en un día.

Se instaló el analizador de redes en el instituto para determinar el consumo real de energía en intervalos de horas por 24 h y posteriormente este dato nos servirá para hacer la comparación entre la energía solar disponible y la energía consumida para finalmente dar a conocer el diagnostico, según la tabla 3.1, la gráfica 3.1 y las fotografías tomadas al momento de la medición, Figuras 3.4, 3.5 y 3.6:

**Tabla 3.1** Consumo de la energía en 24 h por el instituto.

ANÁLISIS CONSUMO DE ENERGÍA DEL INSTITUTO EN 24H																								
HORAS FUERA DE PUNTA DEL CONSUMO ELÉCTRICO																	HORAS PUNTA DE CONSUMO							
Hora [UTC]	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Eptot+ (Med) [kWh]	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.2	1.9	3.5	5.6	6.9	6.2	5.9	6.3	3.8	1.2	1.2	2.4	5.3	5.6	5.3	5.4	2.3	2.6	1.5
(Med) [kWh] EN 24H	<b>74.623</b>																							
Ptot+																								
(Min) [kW]	1.2	1.2	2	1.8	1.7	1.7	3	3.8	4.9	5.3	4.3	3.9	2.6	2.4	2.4	2.3	3.9	2.3	5.2	6.5	4.1	4.7	3.2	3.1
(Med) [kW]	1.3	1.2	2.1	2.2	2.3	2.4	4.8	5.1	6.9	7.4	7.2	6.7	4.7	4.5	4.4	4.6	6.4	3.3	6.1	7.1	4.7	7.4	5.7	5.6
(Max) [kW]	1.4	1.2	2.3	2.6	2.8	3.1	6.5	6.4	8.9	9.5	10	9.4	6.7	6.6	6.4	6.9	9	4.2	7.1	7.8	5.3	10	8.3	8.1

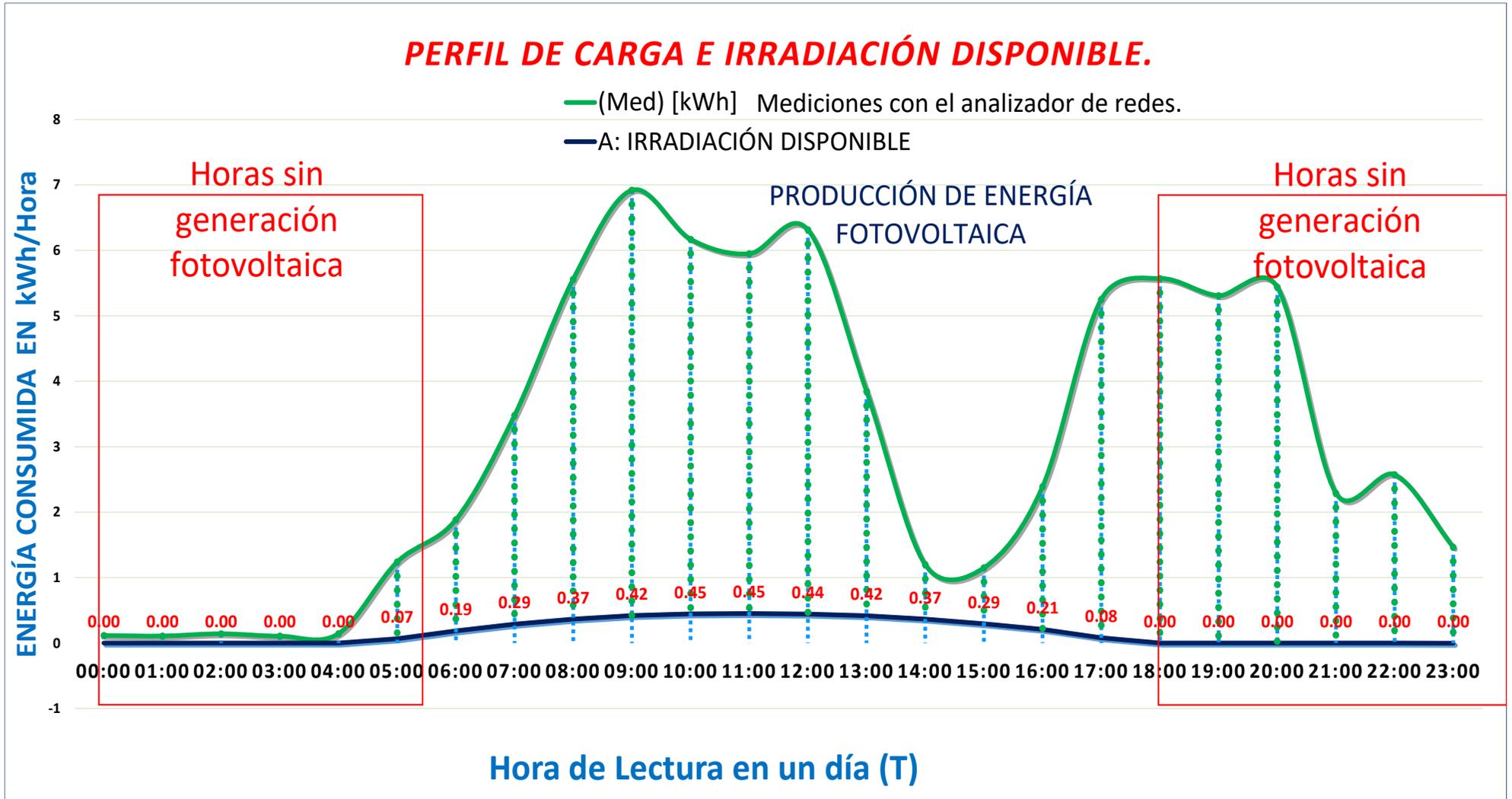
NOTA:

DATOS OBTENIDOS DEL ANALIZADOR DE REDES

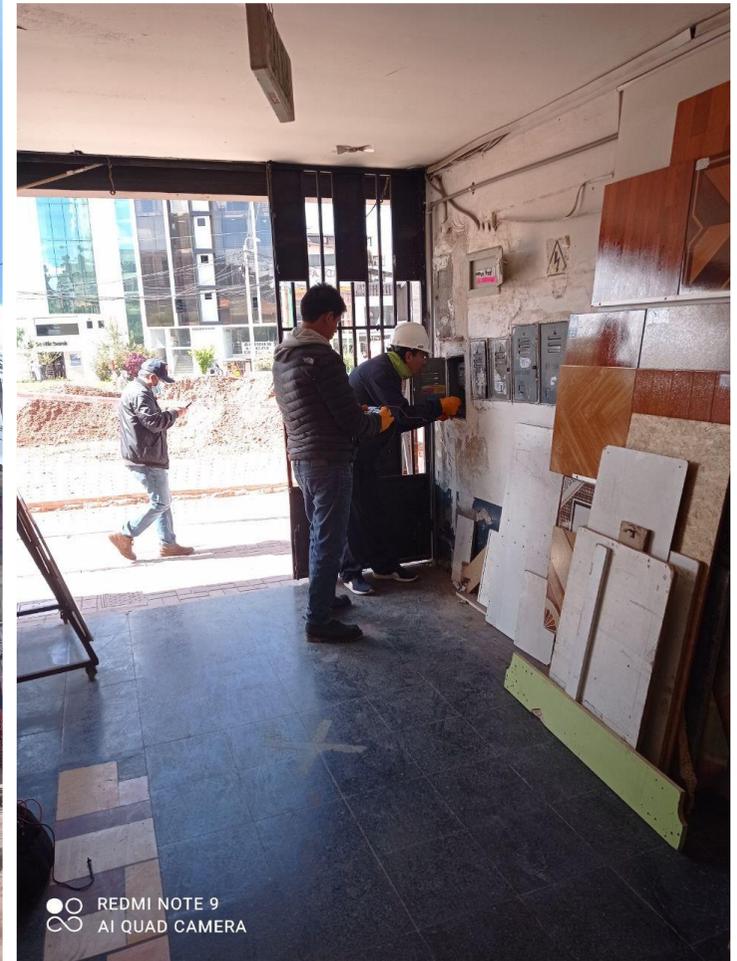
INSTALADOS POR 24H EN EL INSTITUTO

*Fuente: Analizador de redes (Elaboración propia).*

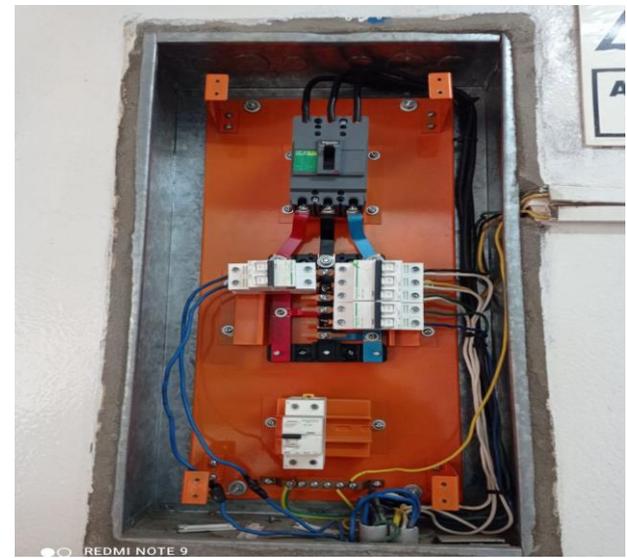
Gráfico 3.1 Perfil de carga e irradiancia disponible.



Fuente: Propia.



**Figura 3.4** Fotografía 1 mediciones en la cajatoma.  
Fuente: Propia.



**Figura 3.5** Fotografía 2 mediciones en el tablero principal.  
Fuente: Propia.



**Figura 3.6** Fotografía del analizador de redes.  
Fuente: Propia.

### 3.1.5. Estimación de las pérdidas actuales por energías anual.

En vista que prevalece más el consumo por alumbrado en general con un 61.0388%, es necesario diagnosticar las pérdidas técnicas que se producen por el porcentaje de eficiencia por cada equipo de iluminación utilizados en el instituto, según el cuadro 3.3, la cantidad de fluorescentes utilizados son de 215 con una potencia de 36 W por unidad, haciendo un total de 7,740 kW, según datos del fabricante la eficiencia de los equipos de iluminación del Instituto es de 80 Lum/W, esto significa que: de los 36 W, 29 W son aprovechados netamente en iluminación eficiente, 7 W son las pérdidas por calentamiento o efecto Joule.

por otra parte, analizar las pérdidas técnicas por efecto Joule en la totalidad de los conductores utilizados en las instalaciones interiores del instituto, cabe mencionar que el calibre predominante para circuito en general es de 2.5 mm<sup>2</sup> de marcas desconocidas o poco eficientes, por lo que también existe dichas pérdidas.

Tanto las pérdidas por equipo de iluminación y los conductores, influyen bastante en el consumo eléctrico y posteriormente en el pago por la tarifa mensual, en la tabla 3.2, se detalla las pérdidas anuales estimadas y facturadas, donde el mayor pago por pérdidas fue en el año 2019 con S/ 418.80, lo que significa un pago mensual aproximadamente de S/. 34.90.

La eficiencia por años se muestra en la tabla 3.2, calculados a partir de la tabla 3.3.

**Tabla 3.2** Estimación del rendimiento anual por consumo eléctrico.

AÑO	EFICIENCIA ANUAL POR CONSUMO ELÉCTRICO.			PORCENTAJE EFICIENCIA ANUAL
	CEA - ANUAL ENERGÍA FACTURADA	TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS ENERGÍA ANUAL	
2003	5293.00 kWh	7.96 kW	191.07 kWh	96.39%
2004	6046.00 kWh	8.72 kW	209.28 kWh	96.54%
2005	8292.00 kWh	10.98 kW	263.59 kWh	96.82%
2006	8653.00 kWh	11.35 kW	272.32 kWh	96.85%
2007	11606.00 kWh	14.32 kW	343.73 kWh	97.04%
2008	11886.00 kWh	14.60 kW	350.50 kWh	97.05%
2009	12276.00 kWh	15.00 kW	359.93 kWh	97.07%
2010	11774.00 kWh	14.49 kW	347.79 kWh	97.05%
2011	8966.00 kWh	11.66 kW	279.89 kWh	96.88%
2012	8177.00 kWh	10.87 kW	260.81 kWh	96.81%
2013	4756.00 kWh	7.42 kW	178.08 kWh	96.26%
2014	7282.00 kWh	9.97 kW	239.16 kWh	96.72%
2015	11547.00 kWh	14.26 kW	342.30 kWh	97.04%
2016	14926.00 kWh	17.67 kW	424.01 kWh	97.16%
2017	18198.00 kWh	20.96 kW	503.13 kWh	97.24%
2018	18283.00 kWh	21.05 kW	505.19 kWh	97.24%
2019	18603.00 kWh	21.37 kW	512.93 kWh	97.24%
2020	10741.00 kWh	13.45 kW	322.81 kWh	96.99%

Fuente: Propia.

**Tabla 3.3** *Estimación de las pérdidas técnicas del instituto.*

AÑO	SOLES FACTURACIÓN ANUAL POR ELSE.	CEA - ANUAL	ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ANUALES					TOTAL	TOTAL	PAGOS
			CPA-ANUAL P. ACTIVA	PÉRDIDAS EFECTO JOULE Conductores	PÉRDIDAS ILUMINACIÓN	TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS	TOTAL PÉRDIDAS DE ENERGÍA			
2003	S/ 2320.910	5293.00 kWh	220.54 kW	5.33 kW	2.63 kW	7.96 kW	191.07 kWh	S/ 83.78		
2004	S/ 2753.490	6046.00 kWh	251.92 kW	6.09 kW	2.63 kW	8.72 kW	209.28 kWh	S/ 95.31		
2005	S/ 3984.400	8292.00 kWh	345.50 kW	8.35 kW	2.63 kW	10.98 kW	263.59 kWh	S/ 126.66		
2006	S/ 4275.690	8653.00 kWh	360.54 kW	8.72 kW	2.63 kW	11.35 kW	272.32 kWh	S/ 134.56		
2007	S/ 5667.440	11606.00 kWh	483.58 kW	11.69 kW	2.63 kW	14.32 kW	343.73 kWh	S/ 167.85		
2008	S/ 5941.560	11886.00 kWh	495.25 kW	11.98 kW	2.63 kW	14.60 kW	350.50 kWh	S/ 175.21		
2009	S/ 6482.250	12276.00 kWh	511.50 kW	12.37 kW	2.63 kW	15.00 kW	359.93 kWh	S/ 190.06		
2010	S/ 5856.960	11774.00 kWh	490.58 kW	11.86 kW	2.63 kW	14.49 kW	347.79 kWh	S/ 173.01		
2011	S/ 4599.810	8966.00 kWh	373.58 kW	9.03 kW	2.63 kW	11.66 kW	279.89 kWh	S/ 143.59		
2012	S/ 4427.050	8177.00 kWh	340.71 kW	8.24 kW	2.63 kW	10.87 kW	260.81 kWh	S/ 141.20		
2013	S/ 2587.600	4756.00 kWh	198.17 kW	4.79 kW	2.63 kW	7.42 kW	178.08 kWh	S/ 96.89		
2014	S/ 4639.050	7282.00 kWh	303.42 kW	7.34 kW	2.63 kW	9.97 kW	239.16 kWh	S/ 152.36		
2015	S/ 8259.200	11547.00 kWh	481.13 kW	11.63 kW	2.63 kW	14.26 kW	342.30 kWh	S/ 244.84		
2016	S/ 11140.910	14926.00 kWh	621.92 kW	15.04 kW	2.63 kW	17.67 kW	424.01 kWh	S/ 316.49		
2017	S/ 13590.900	18198.00 kWh	758.25 kW	18.34 kW	2.63 kW	20.96 kW	503.13 kWh	S/ 375.76		
2018	S/ 14058.500	18283.00 kWh	761.79 kW	18.42 kW	2.63 kW	21.05 kW	505.19 kWh	S/ 388.46		
2019	S/ 15189.200	18603.00 kWh	775.13 kW	18.74 kW	2.63 kW	21.37 kW	512.93 kWh	S/ 418.80		
2020	S/ 12799.000	10741.00 kWh	447.54 kW	10.82 kW	2.63 kW	13.45 kW	322.81 kWh	S/ 384.66		

*Fuente: Propia.*

## **3.2. Auditoria Energética.**

### **3.2.1. Definición de la auditoria energética.**

La auditoría energética se define como el proceso sistemático para obtener un adecuado conocimiento del perfil de los consumos energéticos de una instalación, identificando y valorando las posibilidades de ahorro de energía desde el punto de vista técnico, económico y eficiencia, orientados a obtener mejoras en la calidad de los servicios prestados, y sobre todo mejoras del tipo ambiental.

Este capítulo se resume en analizar las necesidades energéticas del instituto Blue Ribbon Internacional, integrando a todos los equipos y sistemas, proponiendo soluciones de mejora enfocadas en ahorro de energía e incorporar de nuevas energías técnica y económicamente viables.<sup>23</sup>

Por otro lado, la auditoria energética se puede definir como un proceso sistemático, independiente y documentado para la obtención de evidencias y su evaluación objetiva de una organización, en este caso el instituto o parte de ella. Para la planificación es necesario definir claramente los siguientes puntos:

- Alcance técnico.
- Fuentes de suministro de energía.
- Análisis energético del historial del consumo eléctrico del instituto.
- Trabajos previos.
- Solicitud de documentación.

### **3.2.2. Alcance técnico.**

El alcance técnico del proyecto de tesis energético, involucra las zonas, instalaciones eléctricas, servicios y procesos productivos de cocina, objeto de análisis, detalle del estudio y alcance técnico del mismo. A continuación, se muestra el alcance técnico para el proyecto de tesis del instituto Blue Ribbon Internacional.

- **Datos generales del instituto.**

Blue Ribbon Internacional es un instituto de estudios superiores de cocina, Blue Ribbon Internacional Cusco tiene como misión formar profesionales con sólidos fundamentos técnicos, desarrolladas habilidades culinarias y capacidad para el trabajo en equipo. Los alumnos de

---

<sup>23</sup> Agencia Andaluza de energía, 2011

Gastronomía reciben una formación integral combinando una eficiente metodología y un aprendizaje teórico-práctico constante, además de incentivar el desarrollo personal, de manera que los egresados obtengan el estándar internacional de calificación profesional requerido, cuadro 3.4.

**Cuadro 3.4** *Cuadro de datos característicos del instituto.*

Nombre IE:	BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO
Nivel:	Educación Superior Tecnológica - IEST
Dirección:	JIRÓN TACNA N° 166
Centro Poblado:	WÁNCHAQ
Distrito:	Wánchaq
Provincia:	Cusco
Región:	Cusco
Ubigeo:	80108
Área:	Urbana de media densidad
Teléfono:	-
E-mail:	-
Web:	<a href="http://www.blueribboninternational.edu.pe/">www.blueribboninternational.edu.pe/</a>
Facebook:	web.facebook.com/BlueRibbonCusco/
Categoría:	Escolarizado
Profesores:	-
Género:	Mixto
Turno:	Continuo mañana, tarde y noche
Tipo:	Privada
Promotor:	Privada - Particular
Ugel:	UGEL Cusco
Lengua Madre:	-
Estado:	Activo
Número Aproximado de Alumnos:	80 a más
Número de Docentes:	-
Número de Secciones:	10

*Fuente: Propia.*

### 3.2.3. Fuentes de suministro energético

La energía eléctrica consumida en su 100%, proviene de la empresa Electro Sur Este S.A.A. La energía eléctrica es comprada en su totalidad de ELSE a través de 1 suministro (Medidor). Como se observa en el cuadro 3.5.

**Cuadro 3.5** Características del suministro eléctrico del instituto.

NOMBRE	DESCRIPCIÓN
RUTA	0010903000210
CÓDIGO:	10010008180
NOMBRE:	GUTIÉRREZ CAMACHO, DORIS
DIRECCIÓN:	JIRÓN TACNA 166
D.N.I.:	23870192
ALIMENTACIÓN:	Subterránea
MAXÍMETRO:	Registrador
MARCA MEDIDOR:	STAR
FASES MEDIDOR:	3
ESTADO:	NORMAL
PRES. MEDIDOR:	0
PRES. CAJATOMA:	REMACHES
PRES. BORNERA:	189795
SERIE MEDIDOR:	507001241
SISTEMA ELÉCTRICO	
POT. CONTRATADA:	2.28
POT. CONTRATADA HP:	0
POT. CONTRATADA HFP:	0
SED:	DO050819
FACTOR EA:	1
FACTOR MD:	0
FACTOR ER:	0
TARIFA:	BT5B

*Fuente: Propia.*

### 3.2.3.1. Descripción de la tarifa BT5B.

Sólo para clientes alimentados en baja tensión con **demanda máxima** (Potencia instalada\*factor de simultaneidad) de hasta 20 kW o que instalen un limitador de potencia de hasta 20 kW nominal. Se efectúa una medición simple de energía.

#### **Sistema y parámetros de medición:**

Medición de una energía activa (1E)

Energía: Total del mes

#### **Cargos de facturación**

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo por energía activa.

### 3.2.4. Análisis energético del historial del consumo eléctrico.

En esta sección se detalla los consumos y pagos anuales de la energía consumida por dicho instituto, tomando como referencia desde el mes de enero del 2003 a diciembre del 2020, con un total de 216 meses como historial de consumo, cuadro 3.6 y gráfica 3.2.

**Cuadro 3.6** Resumen del historial del consumo anual del instituto.**DATA DEL HISTORIAL DE CONSUMO DE 216 MESES (2003 AL 2020)**

RUTA: 0010903000210  
 CODIGO: 10010008180  
 NOMBRE: GUTIERREZ CAMACHO, DORIS  
 DIRECCION: JIRON TACNA 166  
 D.N.I.:

**COMPARACIONES  
PAGOS MENSUALES**

**S/.595.25**  
PAGO PROMEDIO

**S/.1696.10**  
PAGO MÁXIMO

**S/.96.45**  
PAGO MÍNIMO

**"CEA"  
COMPARACIONES**

**913.449 kWh** PROMDIO ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL  
**30.448 kWh/día** PROMEDIO ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**2,266.000 kWh** MÁX ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL  
**75.533 kWh/día** MÁX ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**160.000 kWh** MÍN ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL  
**05.333 kWh/día** MÍN ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

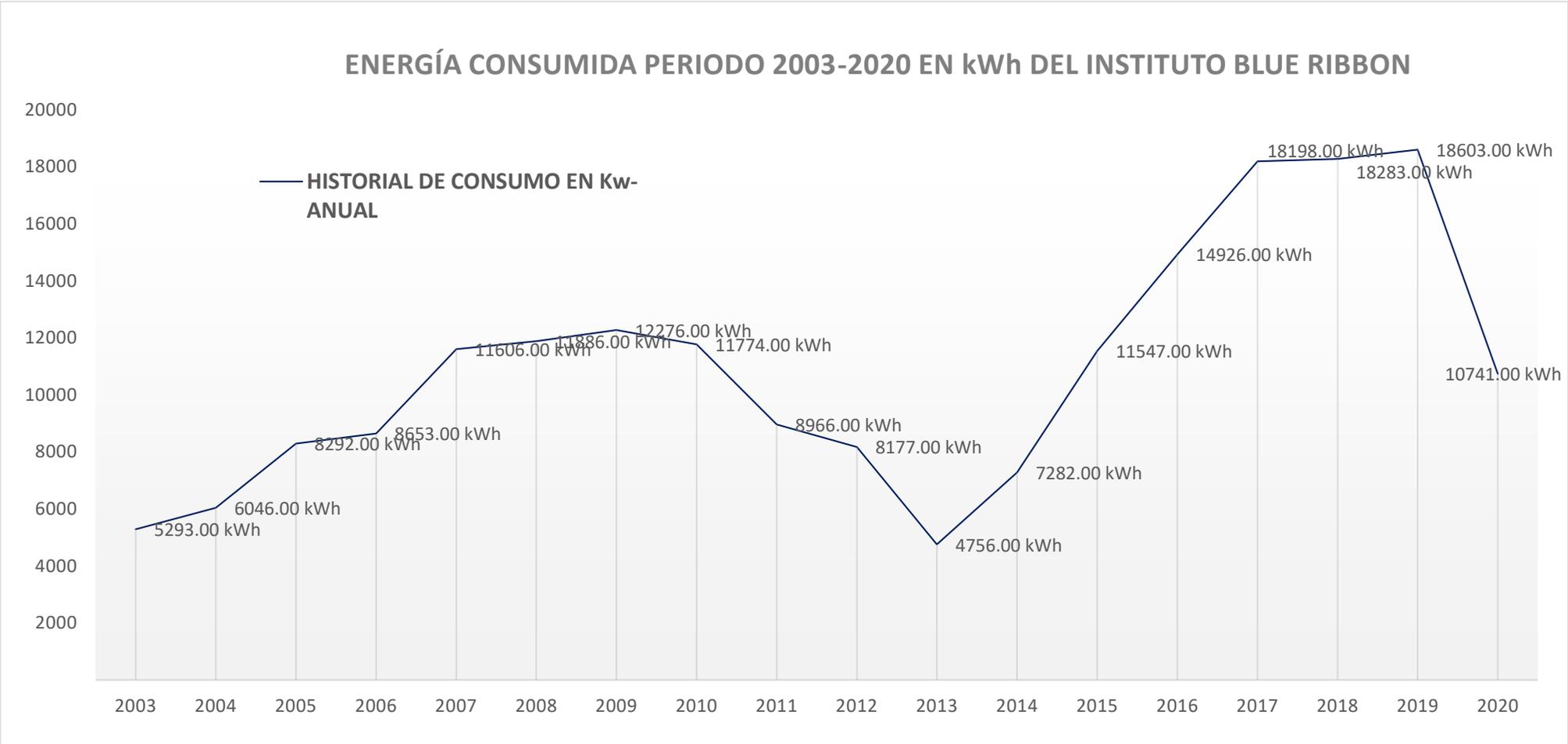
**75.533 kWh/día** A CARGA INSTALADA POR DÍA  
 Se tomará la energía consumida máxima, según el historial.  
 Estado cuenta de 216 meses. Data: SIELSE - ELSE

**TOTAL DE PAGOS Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA ANUALES (CEA).**

periodo: 2003 al 2020			2009 al 2014			2003 al 2008		
AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	AÑO	SOLES	CEA - ANUAL
2020	S/.12799.00	10741.00 kWh	2014	S/.4639.05	7282.00 kWh	2008	S/.5941.56	11886.00 kWh
2019	S/.15189.20	18603.00 kWh	2013	S/.2587.60	4756.00 kWh	2007	S/.5667.44	11606.00 kWh
2018	S/.14058.50	18283.00 kWh	2012	S/.4427.05	8177.00 kWh	2006	S/.4275.69	8653.00 kWh
2017	S/.13590.90	18198.00 kWh	2011	S/.4599.81	8966.00 kWh	2005	S/.3984.40	8292.00 kWh
2016	S/.11140.91	14926.00 kWh	2010	S/.5856.96	11774.00 kWh	2004	S/.2753.49	6046.00 kWh
2015	S/.8259.20	11547.00 kWh	2009	S/.6482.25	12276.00 kWh	2003	S/.2320.91	5293.00 kWh

Fuente: Base de datos ELSE- SIELSE (Elaboración propia).

**Gráfico 3.2** Grafica del consumo de energía eléctrica anual del instituto.



*Fuente: Propia.*

### 3.2.4.1. Detalle del historial del consumo energético periodo 2003 al 2020.

A continuación, detallamos el historial del consumo energético del instituto comprendido entre los años 2003 al 2020, siendo un total de 18 años, equivalente a 216 meses, tablas: 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7.

**Tabla 3.4 Detalle 1 del historial del consumo eléctrico del instituto.**

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO												
Periodo	Tarifa	OBSERVACIONES				LECTURAS			PAGO		% TASA CRECIMIENTO	
		Situación	Corte	Factor	Fecha	Tipo	Kw EA Cuenta	EA	CEA	TOTAL PAGO MES		
202012	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-20	OK	0	152,773.00	734.00	S/.1388.80	0.1334 %	
202011	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-20	OK	0	152,039.00	766.00	S/.1425.10	0.1392 %	
202010	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-10-20	OK	0	151,273.00	674.00	S/.1322.00	0.1460 %	
202009	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-20	OK	0	150,599.00	697.00	S/.1355.10	0.1438 %	
202008	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-20	OK	0	149,902.00	695.00	S/.1389.30	0.1447 %	
202007	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-20	OK	0	149,207.00	688.00	S/.677.60	0.1370 %	
202006	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-20	OK	0	148,519.00	775.00	S/.734.30	0.1816 %	
202005	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-05-20	OK	0	147,744.00	375.00	S/.358.50	0.2166 %	
202004	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-20	OK	0	147,369.00	562.00	S/.531.20	0.1010 %	
202003	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-03-20	OK	0	146,807.00	1,595.00	S/.1438.60	0.0612 %	
202002	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-20	OK	0	145,212.00	1,673.00	S/.1486.80	0.0630 %	
202001	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-01-20	OK	0	143,539.00	1,507.00	S/.1395.00	0.0662 %	
201912	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-19	OK	0	142,032.00	1,517.00	S/.1372.70	0.0662 %	
201911	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-19	OK	0	140,515.00	1,506.00	S/.1338.90	0.0621 %	
201910	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-10-19	OK	0	139,009.00	1,720.00	S/.1389.30	0.0595 %	
201909	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-19	OK	0	137,289.00	1,644.00	S/.1315.70	0.0656 %	
201908	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-19	OK	0	135,645.00	1,412.00	S/.1138.40	0.0683 %	
201907	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-19	OK	0	134,233.00	1,519.00	S/.1219.20	0.0651 %	
201906	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-19	OK	0	132,714.00	1,556.00	S/.1269.80	0.0627 %	
201905	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-05-19	OK	0	131,158.00	1,634.00	S/.1313.90	0.0619 %	
201904	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-19	OK	0	129,524.00	1,600.00	S/.1271.50	0.0622 %	
201903	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-19	OK	0	127,924.00	1,619.00	S/.1282.60	0.0632 %	
201902	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-19	OK	0	126,305.00	1,548.00	S/.1232.20	0.0697 %	
201901	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-01-19	OK	0	124,757.00	1,328.00	S/.1045.00	0.0714 %	
201812	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-18	OK	0	123,429.00	1,475.00	S/.1144.05	0.0652 %	
201811	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-11-18	OK	0	121,954.00	1,594.00	S/.1240.30	0.0636 %	
201810	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-10-18	OK	0	120,360.00	1,553.00	S/.1195.75	0.0620 %	
201809	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-09-18	OK	0	118,807.00	1,677.00	S/.1285.35	0.0613 %	
201808	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-08-18	OK	0	117,130.00	1,589.00	S/.1226.40	0.0679 %	
201807	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-07-18	OK	0	115,541.00	1,362.00	S/.1040.20	0.0720 %	
201806	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-18	OK	0	114,179.00	1,416.00	S/.1078.30	0.0687 %	
201805	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-05-18	OK	0	112,763.00	1,496.00	S/.1142.85	0.0650 %	
201804	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-18	OK	0	111,267.00	1,583.00	S/.1291.80	0.0647 %	
201803	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-18	OK	0	109,684.00	1,512.00	S/.1223.15	0.0665 %	
201802	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-18	OK	0	108,172.00	1,497.00	S/.1179.45	0.0661 %	
201801	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-01-18	OK	0	106,675.00	1,529.00	S/.1010.90	0.0678 %	
201712	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-17	INA	1425	103,721.00	1,425.00	S/.1093.35	0.0674 %	
201711	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-17	OK	0	103,721.00	1,547.00	S/.1171.10	0.0642 %	
201710	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-10-17	OK	0	102,174.00	1,569.00	S/.1165.45	0.0669 %	
201709	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-09-17	OK	0	100,605.00	1,423.00	S/.1053.85	0.0690 %	
201708	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-08-17	OK	0	99,182.00	1,475.00	S/.1080.50	0.0750 %	
201707	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-07-17	OK	0	97,707.00	1,201.00	S/.881.55	0.0790 %	
201706	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-06-17	OK	0	96,506.00	1,334.00	S/.966.65	0.0755 %	
201705	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-05-17	OK	0	95,172.00	1,316.00	S/.962.95	0.0782 %	
201704	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-17	OK	0	93,856.00	1,244.00	S/.958.30	0.0820 %	
201703	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-03-17	OK	0	92,612.00	1,195.00	S/.915.65	0.0607 %	
201702	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-02-17	OK	0	91,417.00	2,203.00	S/.1645.45	0.0448 %	
201701	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-01-17	OK	0	89,214.00	2,266.00	S/.1696.10	0.0486 %	
201612	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-16	OK	0	86,948.00	1,862.00	S/.1402.60	0.0520 %	
201611	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-11-16	OK	0	85,086.00	1,989.00	S/.1484.11	0.0614 %	
201610	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-10-16	OK	0	83,097.00	1,315.00	S/.970.08	0.0778 %	
201609	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-09-16	OK	0	81,782.00	1,256.00	S/.927.56	0.0820 %	
201608	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-08-16	OK	0	80,526.00	1,185.00	S/.872.37	0.0900 %	
201607	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-07-16	OK	0	79,341.00	1,041.00	S/.761.56	0.0990 %	
201606	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-06-16	OK	0	78,300.00	980.00	S/.706.29	0.0968 %	
201605	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-05-16	OK	0	77,320.00	1,089.00	S/.795.84	0.0901 %	
201604	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-04-16	OK	0	76,231.00	1,132.00	S/.862.65	0.0899 %	
201603	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-03-16	OK	0	75,099.00	1,093.00	S/.849.25	0.0958 %	
201602	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-16	OK	0	74,006.00	998.00	S/.761.40	0.1009 %	
201601	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-01-16	OK	0	73,008.00	986.00	S/.747.20	0.1087 %	

Fuente: Base de datos ELSE- SIELSE (Elaboración propia).

**Tabla 3.5 Detalle 2 del historial del consumo eléctrico del instituto.**

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO											
Periodo	OBSERVACIONES				LECTURAS			PAGO		% TASA CRECIMIE	
	Tarifa	Situacion	Corte	Factor	Fecha	Tipo	Kw EA Cuenta	EA	CEA		TOTAL PAGO MES
201512	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-12-15	OK_	0	72,022.00	858.00	S/.637.10	0.1099 %
201511	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-11-15	OK_	0	71,164.00	965.00	S/.712.95	0.1043 %
201510	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-10-15	OK_	0	70,199.00	954.00	S/.704.75	0.1021 %
201509	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-09-15	OK_	0	69,245.00	1,007.00	S/.755.65	0.1075 %
201508	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-08-15	OK_	0	68,238.00	859.00	S/.646.20	0.1102 %
201507	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-07-15	OK_	0	67,379.00	959.00	S/.695.60	0.0974 %
201506	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-06-15	OK_	0	66,420.00	1,099.00	S/.800.65	0.0950 %
201505	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-05-15	OK_	0	65,321.00	1,009.00	S/.731.80	0.0961 %
201504	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-04-15	OK_	0	64,312.00	1,074.00	S/.730.95	0.1033 %
201503	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-03-15	OK_	0	63,238.00	870.00	S/.586.30	0.1068 %
201502	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-15	OK_	0	62,368.00	1,007.00	S/.682.90	0.1059 %
201501	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-01-15	OK_	0	61,361.00	886.00	S/.574.35	0.1008 %
201412	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-14	OK_	0	60,475.00	1,108.00	S/.707.75	0.0902 %
201411	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-11-14	OK_	0	59,367.00	1,110.00	S/.707.75	0.0912 %
201410	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-10-14	OK_	0	58,257.00	1,085.00	S/.693.85	0.1140 %
201409	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-09-14	OK_	0	57,172.00	699.00	S/.436.85	0.2293 %
201408	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-14	OK_	0	56,473.00	250.00	S/.177.70	0.2947 %
201407	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-14	OK_	0	56,223.00	449.00	S/.295.10	0.2273 %
201406	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-14	OK_	0	55,774.00	432.00	S/.293.10	0.2245 %
201405	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-05-14	OK_	0	55,342.00	460.00	S/.293.20	0.2877 %
201404	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-04-14	OK_	0	54,882.00	256.00	S/.164.00	0.2901 %
201403	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-14	OK_	0	54,626.00	453.00	S/.280.40	0.2019 %
201402	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-14	OK_	0	54,173.00	541.00	S/.334.05	0.2050 %
201401	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-01-14	OK_	0	53,632.00	439.00	S/.255.30	0.3624 %
201312	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-13	OK_	0	53,193.00	160.00	S/.100.40	0.3653 %
201311	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-11-13	OK_	0	53,033.00	433.00	S/.247.95	0.2204 %
201310	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-10-13	OK_	0	52,600.00	476.00	S/.257.65	0.2062 %
201309	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-13	OK_	0	52,124.00	495.00	S/.265.80	0.2739 %
201308	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-13	OK_	0	51,629.00	261.00	S/.143.85	0.2908 %
201307	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-07-13	OK_	0	51,368.00	444.00	S/.233.60	0.2357 %
201306	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-13	OK_	0	50,924.00	406.00	S/.209.15	0.2427 %
201305	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-05-13	OK_	0	50,518.00	419.00	S/.216.70	0.2852 %
201304	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-04-13	OK_	0	50,099.00	291.00	S/.162.50	0.2616 %
201303	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-03-13	OK_	0	49,808.00	492.00	S/.268.50	0.1888 %
201302	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-02-13	OK_	0	49,316.00	570.00	S/.311.45	0.2349 %
201301	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-01-13	OK_	0	48,746.00	309.00	S/.170.05	0.4320 %
201212	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-12-12	OK_	0	48,437.00	169.00	S/.96.45	0.3877 %
201211	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-11-12	OK_	0	48,268.00	375.00	S/.202.40	0.2128 %
201210	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-10-12	OK_	0	47,893.00	581.00	S/.314.20	0.1898 %
201209	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-09-12	OK_	0	47,312.00	477.00	S/.254.25	0.1883 %
201208	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-08-12	OK_	0	46,835.00	590.00	S/.336.95	0.1519 %
201207	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-07-12	OK_	0	46,245.00	733.00	S/.391.15	0.1269 %
201206	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-12	OK_	0	45,512.00	847.00	S/.453.65	0.1101 %
201205	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-05-12	OK_	0	44,665.00	973.00	S/.520.30	0.1272 %
201204	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-04-12	OK_	0	43,692.00	626.00	S/.348.00	0.1268 %
201203	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-03-12	OK_	0	43,066.00	979.00	S/.531.70	0.0949 %
201202	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-02-12	OK_	0	42,087.00	1,134.00	S/.613.25	0.1117 %
201201	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-01-12	OK_	0	40,953.00	693.00	S/.364.75	0.2124 %
201112	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-12-11	OK_	0	40,260.00	303.00	S/.164.95	0.2039 %
201111	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-11-11	OK_	0	39,957.00	744.00	S/.389.40	0.1253 %
201110	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-10-11	OK_	0	39,213.00	856.00	S/.445.55	0.1188 %
201109	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-09-11	OK_	0	38,357.00	828.00	S/.428.10	0.1380 %
201108	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-08-11	OK_	0	37,529.00	631.00	S/.325.00	0.1465 %
201107	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-07-11	OK_	0	36,898.00	738.00	S/.372.95	0.1265 %
201106	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-11	OK_	0	36,160.00	847.00	S/.429.50	0.1166 %
201105	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-05-11	OK_	0	35,313.00	870.00	S/.434.80	0.1295 %
201104	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-04-11	OK_	0	34,443.00	683.00	S/.349.32	0.1386 %
201103	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-03-11	OK_	0	33,760.00	762.00	S/.386.61	0.1130 %
201102	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-02-11	OK_	0	32,998.00	1,021.00	S/.525.35	0.1190 %
201101	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-01-11	OK_	0	31,977.00	683.00	S/.348.28	0.1363 %
201012	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-12-10	OK_	0	31,294.00	788.00	S/.389.03	0.1102 %
201011	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-11-10	OK_	0	30,506.00	1,039.00	S/.523.37	0.0977 %
201010	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-10-10	OK_	0	29,467.00	1,009.00	S/.505.95	0.1038 %
201009	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-09-10	OK_	0	28,458.00	920.00	S/.450.45	0.1123 %
201008	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-08-10	OK_	0	27,538.00	863.00	S/.429.81	0.1052 %
201007	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-07-10	OK_	0	26,675.00	1,044.00	S/.524.10	0.0979 %
201006	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-10	OK_	0	25,631.00	1,000.00	S/.485.89	0.1031 %
201005	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-05-10	OK_	0	24,631.00	941.00	S/.463.84	0.1151 %
201004	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-04-10	OK_	0	23,690.00	802.00	S/.406.30	0.1055 %
201003	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-03-10	OK_	0	22,888.00	1,112.00	S/.562.59	0.0810 %
201002	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-02-10	OK_	0	21,776.00	1,368.00	S/.673.99	0.0901 %
201001	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	21-01-10	OK_	0	20,408.00	888.00	S/.441.64	0.1153 %

Fuente: Base de datos ELSE- SIELSE (Elaboración propia).

**Tabla 3.6** Detalle 3 del historial del consumo eléctrico del instituto.

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO												
Periodo	OBSERVACIONES				LECTURAS			PAGO		% TASA CRECIMIE		
	Tarifa	Situacion	Corte	Factor	Fecha	Tipo	Kw EA Cuenta	EA	CEA		TOTAL PAGO MES	
200912	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	21-12-09	OK_	0	19,520.00	848.00	S/. 412.14	0.0930 %	
200911	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-11-09	OK_	0	18,672.00	1,342.00	S/. 664.66	0.0797 %	
200910	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	21-10-09	OK_	0	17,330.00	1,173.00	S/. 603.28	0.0874 %	
200909	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-09-09	OK_	0	16,157.00	1,117.00	S/. 583.60	0.1067 %	
200908	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-08-09	OK_	0	15,040.00	779.00	S/. 420.35	0.1224 %	
200907	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-07-09	OK_	0	14,261.00	857.00	S/. 466.78	0.1014 %	
200906	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-06-09	OK_	0	13,404.00	1,129.00	S/. 625.78	0.0966 %	
200905	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-05-09	OK_	0	12,275.00	947.00	S/. 516.97	0.1103 %	
200904	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-04-09	OK_	0	11,328.00	869.00	S/. 456.60	0.0994 %	
200903	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-03-09	OK_	0	10,459.00	1,158.00	S/. 631.93	0.0837 %	
200902	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-02-09	OK_	0	9,301.00	1,233.00	S/. 659.01	0.0986 %	
200901	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-01-09	OK_	0	8,068.00	824.00	S/. 441.15	0.1129 %	
200812	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-12-08	OK_	0	7,244.00	952.00	S/. 503.04	0.1017 %	
200811	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-11-08	OK_	0	6,292.00	1,016.00	S/. 546.93	0.0959 %	
200810	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-10-08	OK_	0	5,276.00	1,071.00	S/. 531.37	0.0874 %	
200809	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-08	OK_	0	4,205.00	1,222.00	S/. 574.94	0.0969 %	
200808	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-08	OK_	0	2,983.00	863.00	S/. 411.31	0.0951 %	
200807	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-07-08	OK_	0	2,120.00	1,268.00	S/. 592.08	0.0956 %	
200806	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-08	OK_	0	852.00	852.00	S/. 490.72	0.1922 %	
200805	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-05-08	CM_-CM	0	0.00	289.00	S/. 140.64	0.1969 %	
200804	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-04-08	OK_	0	68,154.00	818.00	S/. 400.60	0.1055 %	
200803	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-08	OK_	0	67,336.00	1,091.00	S/. 555.91	0.0860 %	
200802	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-02-08	OK_	0	66,245.00	1,240.00	S/. 604.54	0.0819 %	
200801	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-01-08	OK_	0	65,005.00	1,204.00	S/. 589.48	0.0983 %	
200712	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-07	OK_	0	63,801.00	851.00	S/. 418.41	0.1019 %	
200711	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-07	OK_	0	62,950.00	1,126.00	S/. 550.40	0.0851 %	
200710	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-10-07	OK_	0	61,824.00	1,226.00	S/. 603.50	0.0951 %	
200709	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-09-07	OK_	0	60,598.00	895.00	S/. 437.83	0.1124 %	
200708	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-08-07	OK_	0	59,703.00	886.00	S/. 426.56	0.1031 %	
200707	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-07	OK_	0	58,817.00	1,061.00	S/. 534.58	0.0918 %	
200706	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-07	OK_	0	57,756.00	1,120.00	S/. 553.31	0.0924 %	
200705	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-05-07	OK_	0	56,636.00	1,047.00	S/. 517.26	0.1345 %	
200704	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-04-07	OK_	0	55,589.00	506.00	S/. 254.37	0.1429 %	
200703	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-07	OK_	0	55,083.00	939.00	S/. 439.00	0.1004 %	
200702	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-02-07	OK_	0	54,144.00	1,056.00	S/. 511.84	0.1029 %	
200701	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-01-07	OK_	0	53,088.00	893.00	S/. 420.38	0.1357 %	
200612	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-06	OK_	0	52,195.00	601.00	S/. 296.36	0.1519 %	
200611	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-06	OK_	0	51,594.00	720.00	S/. 345.71	0.1450 %	
200610	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-10-06	OK_	0	50,874.00	661.00	S/. 327.89	0.1384 %	
200609	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-09-06	OK_	0	50,213.00	789.00	S/. 383.04	0.1236 %	
200608	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-08-06	OK_	0	49,424.00	830.00	S/. 400.21	0.1239 %	
200607	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-06	OK_	0	48,594.00	786.00	S/. 382.62	0.1221 %	
200606	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-06-06	OK_	0	47,808.00	854.00	S/. 409.39	0.1533 %	
200605	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-05-06	OK_	0	46,954.00	486.00	S/. 234.61	0.1914 %	
200604	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-04-06	OK_	0	46,468.00	562.00	S/. 295.17	0.1375 %	
200603	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-06	OK_	0	45,906.00	923.00	S/. 458.10	0.1175 %	
200602	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-02-06	OK_	0	44,983.00	784.00	S/. 394.29	0.1393 %	
200601	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-01-06	OK_	0	44,199.00	657.00	S/. 348.30	0.1865 %	
200512	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-05	OK_	0	43,542.00	432.00	S/. 218.85	0.1600 %	
200511	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-11-05	OK_	0	43,110.00	870.00	S/. 427.02	0.1179 %	
200510	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-10-05	OK_	0	42,240.00	828.00	S/. 397.98	0.1307 %	
200509	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-09-05	OK_	0	41,412.00	706.00	S/. 344.74	0.1457 %	
200508	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-08-05	OK_	0	40,706.00	668.00	S/. 321.95	0.1385 %	
200507	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-07-05	OK_	0	40,038.00	780.00	S/. 367.76	0.1364 %	
200506	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-06-05	OK_	0	39,258.00	689.00	S/. 328.56	0.1393 %	
200505	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-05-05	OK_	0	38,569.00	749.00	S/. 350.38	0.1382 %	
200504	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-04-05	OK_	0	37,820.00	700.00	S/. 333.31	0.1332 %	
200503	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-03-05	OK_	0	37,120.00	805.00	S/. 375.03	0.1505 %	
200502	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-02-05	OK_	0	36,315.00	542.00	S/. 263.48	0.1880 %	
200501	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-01-05	OK_	0	35,773.00	523.00	S/. 255.34	0.1782 %	
200412	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-12-04	OK_	0	35,250.00	602.00	S/. 291.31	0.1711 %	
200411	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-12-04	OK_	0	34,648.00	568.00	S/. 281.19	0.1703 %	
200410	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	02-11-04	OK_	0	34,080.00	608.00	S/. 281.10	0.1626 %	
200409	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-10-04	OK_	0	33,472.00	623.00	S/. 290.41	0.1610 %	
200408	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-08-04	OK_	0	32,849.00	620.00	S/. 285.81	0.1987 %	
200407	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-07-04	OK_	0	32,229.00	403.00	S/. 166.44	0.2613 %	
200406	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-06-04	OK_	0	31,826.00	364.00	S/. 164.60	0.2654 %	
200405	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-06-04	OK_	0	31,462.00	391.00	S/. 172.92	0.2482 %	
200404	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	03-05-04	OK_	0	31,071.00	416.00	S/. 182.94	0.2467 %	
200403	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-04-04	OK_	0	30,655.00	396.00	S/. 173.87	0.2092 %	
200402	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-03-04	OK_	0	30,259.00	572.00	S/. 256.78	0.1902 %	
200401	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-01-04	OK_	0	29,687.00	483.00	S/. 206.12	0.2602 %	

Fuente: Base de datos ELSE- SIELSE (Elaboración propia).

**Tabla 3.7** Detalle 4 del historial del consumo eléctrico del instituto.

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO												
Periodo	OBSERVACIONES				Fecha	Tipo	LECTURAS			PAGO		% TASA CRECIMIE
	Tarifa	Situacion	Corte	Factor			Kw EA Cuenta	EA	CEA	TOTAL PAGO MES		
200312	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-12-03	OK_	0	29,204.00	301.00	S/.134.35	0.3177 %	
200311	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-12-03	OK_	0	28,903.00	330.00	S/.144.64	0.2561 %	
200310	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-10-03	OK_	0	28,573.00	459.00	S/.195.55	0.2376 %	
200309	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-10-03	OK_	0	28,114.00	386.00	S/.166.81	0.2483 %	
200308	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-09-03	OK_	0	27,728.00	421.00	S/.180.02	0.2483 %	
200307	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-08-03	OK_	0	27,307.00	386.00	S/.166.99	0.2601 %	
200306	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-07-03	OK_	0	26,921.00	384.00	S/.165.39	0.2523 %	
200305	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	02-06-03	OK_	0	26,537.00	410.00	S/.176.23	0.2362 %	
200304	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	04-05-03	OK_	0	26,127.00	438.00	S/.188.98	0.2027 %	
200303	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	04-04-03	OK_	0	25,689.00	554.00	S/.252.75	0.1724 %	
200302	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	04-03-03	OK_	0	25,135.00	608.00	S/.273.55	0.1635 %	
200301	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	02-02-03	OK_	0	24,527.00	616.00	S/.275.65		

Fuente: Base de Datos ELSE- SIELSE (Elaboración Propia).

### 3.2.4.2. Análisis energético a partir de la potencia instalada según horas de uso.

Según lo expuesto en los ítems 3.2.4, el consumo máximo según historial se tiene: 2,266.00 kWh promedio mensual, en el cuadro 3.7, se verifica según el análisis técnico y documentado, el consumo de energía eléctrica a partir de las potencias instaladas de los equipos eléctricos y según las horas o minutos de funcionamiento (2,472.69 kWh), comparándolos los resultados obtenidos son similares a los obtenidos según ELSE – SIELSE (historial de consumo).

**Cuadro 3.7** Historial del consumo mensual a partir de las potencias de los equipos según sus horas de funcionamiento.

Ítems	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	POTENCIA PLACA EN	TOTAL, POTENCIA EN	TIEMPO DE USO AL DIA	TIEMPO DE USO AL MES	TOTAL ENEGÍA EN Wh
1	CONGELADORA	2	400	800	9 Horas /día	270	216000
2	LICUADORAS	4	350	1400	10 mín/día	5	7000
3	COCINA 1	4	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS
4	BATIDORA	6	78	468	15 mín/día	7.5	3510
5	REFRIGERADORA	2	375	750	8 Horas /día	240	180000
6	Horno microondas	2	1200	2400	15 mín/día	7.5	18000
7	COCINA 2	2	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS
8	ALUMBRADO FLUORESCENTE	215	36	7740	6.5 Horas /día	195	1509300
9	TOMACORRIENTE	225	-	3230	0.5 Horas /día	15	48450
11	COMPUTADORAS	5	300	1500	4.5 Horas /día	135	202500
12	CAÑÓN MULTIMEDIA	1	498	498	3h/4vec/sem	48	23904
13	FOTOCOPIADORAS	1	900	900	3h/2vec/sem	24	21600
14	IMPRESORAS	2	490	980	2.5 Horas /día	75	73500
15	EXPRIMIDORES DE CITRICOS	3	30	90	10 mín/día	5	450
16	TOSTADORA	1	1000	1000	3h/2vec/sem	24	24000
17	TV COLOR	2	300	600	6 Horas /día	180	108000
18	CAFETERA	1	200	200	10 mín/día	5	1000
19	ESTEREO MUSICAL	1	75	75	3 Horas /día	90	6750
20	LAPTP	3	35	105	9 Horas /día	270	28350
21	SCANNER	1	150	150	5 mín/día	2.5	375
22	RESERVA	2	-	1500	-	-	-
TOTAL =			6417.00 W 6.42 kW	24386.00 W 24.39 kW	-	-	2472689.00 Wh 2472.69 kWh

Fuente: Propia.

### **3.2.5. Trabajos previos.**

Según recomendaciones<sup>24</sup>, los trabajos previos para la correcta ejecución de la Auditoría Energética son los siguientes:

#### **3.2.5.1. Identificación del personal de la empresa.**

El personal con acceso a todas las instalaciones de la empresa y con suficiente y parcial autoridad para entregar información es la siguiente:

- Gerente General: Vladimir Quispe Gutiérrez.
- Personal de oficina técnica: Varios.

#### **3.2.5.2. Hoja de ruta.**

En la hoja de ruta se programa las visitas a las instalaciones del instituto, y se estima la fecha de entrega del informe final de la auditoría. En este estudio de tesis, no se tiene que programar visitas ni pedir autorizaciones para ingresos ya que soy parte del directorio técnico.

#### **3.2.5.3. Canal de comunicación**

El canal de comunicación directo que se utilizará serán las siguientes personas:

- Sr. Vladimir Quispe Gutiérrez.
- Personal de oficina técnica: Varios.

### **3.2.6. Solicitud de documentación.**

En esta sección se detalla los consumos anuales de estas energías consumidas conjuntamente con la cantidad de pagos anuales realizada por dicho instituto, tomando como referencia desde enero del 2003 a julio del 2020 con un total de 216 meses como historial de consumo ya descritos.

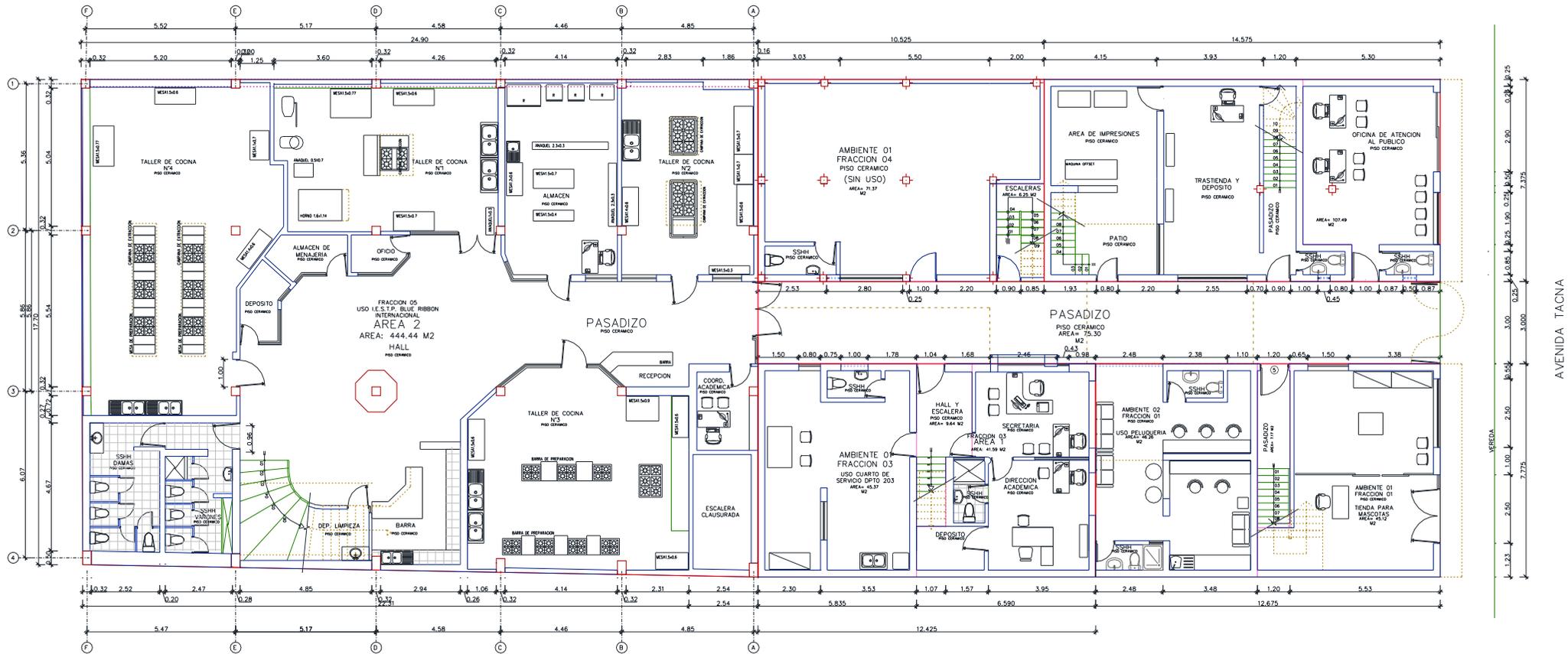
La información se la solicita formalmente a la empresa, en este caso Electro Sur Este S.A.A. a través de una solicitud vía correo electrónico, dirigida al área comercial. En cuanto al instituto no se presentó debido a lo expuesto en el ítem 3.2.5.2. Los documentos que se solicitan normalmente a la empresa son los siguientes:

---

<sup>24</sup> Fernández Herrera (2011)

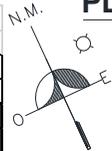
- Historial del consumo eléctrico (ELSE, ítem 3.2.4.1).
- Listado de los equipos eléctricos existentes en la institución (Instituto, ítems 3.1.1).
- Características nominales de los equipos (Instituto, ítem 3.1.1).
- Diagrama de carga (Instituto, ítem 3.1.2).
- Plano de las instalaciones existentes, solo se encontró el plano arquitectónico (Instituto, figuras 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10).

Una vez recopilado toda esta documentación se procederá al análisis técnico para proponer nuevas alternativas de uso eficiente del consumo de energía eléctrica conjuntamente con propuesta de paneles solares como autoconsumo con conexión a la red eléctrica.



**AREAS CONSTRUIDAS PARA REVISION DE PASAJE Y AREAS COMUNES (M2)**

	FRACCION 01	FRACCION 02	FRACCION 03	FRACCION 04	FRACCION 05	PASAJE COMUN	TOTAL
AREA DEL TERRENO	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44	75.30	900.00
AREA CONSTRUIDA PRIMER NIVEL	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44		824.70
AREA CONSTRUIDA SEGUNDO NIVEL	119.94	103.35	87.12	91.88	444.44		846.73
AREA CONSTRUIDA TERCER NIVEL	196.88						196.88
AREA CONSTRUIDA TOTAL	415.37	210.84	183.72	169.50	888.88		1,868.31
AREA PASAJE COMUN						75.30	

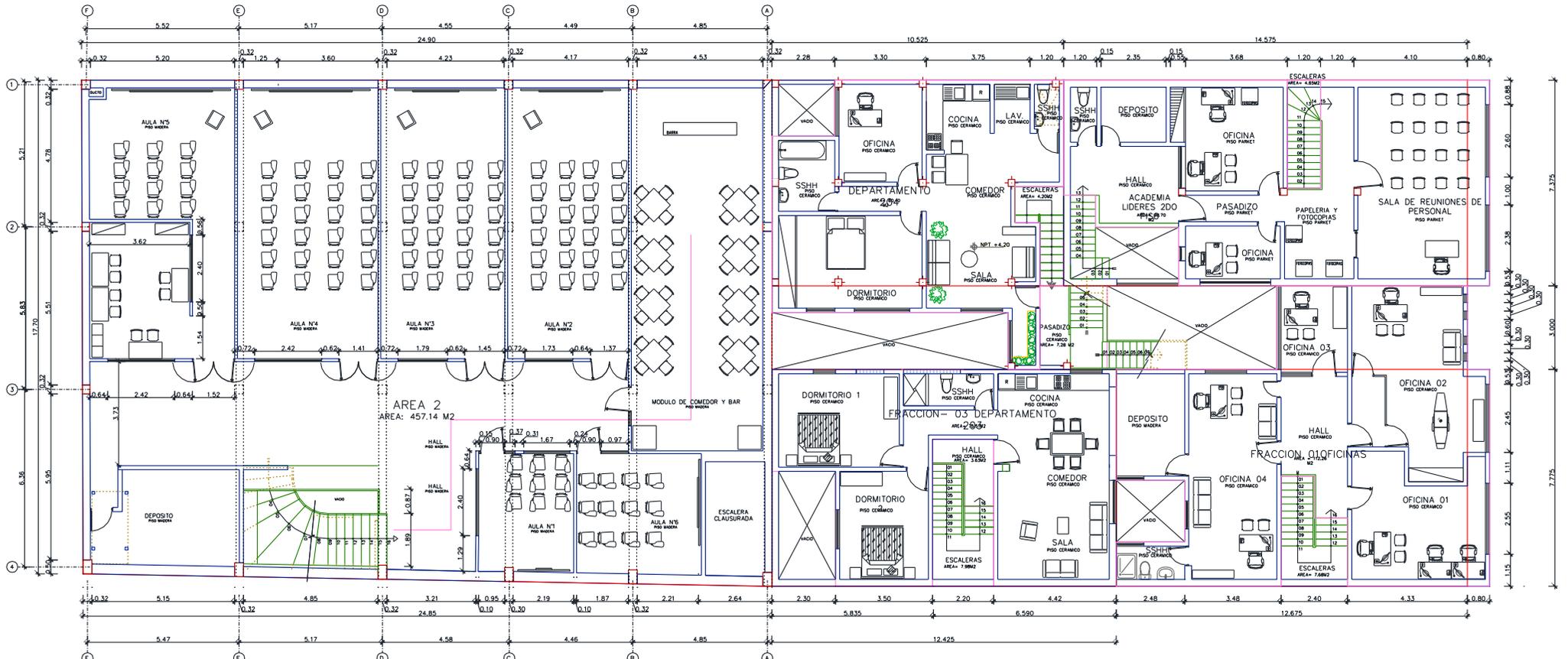


**PLANTA DE DISTRIBUCION PRIMER NIVEL**

ESC:1/150

**Figura 3.7** Planta de distribución primer nivel del instituto.

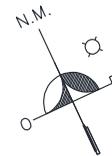
Fuente: Propia.



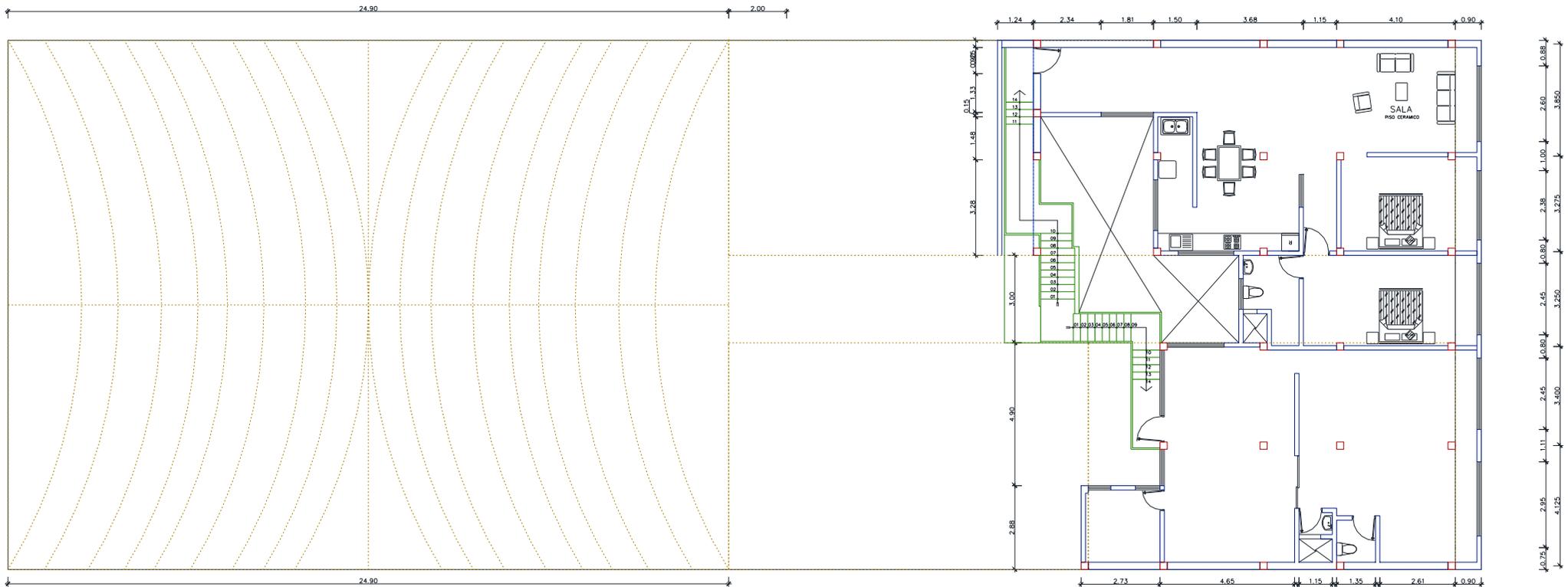
AREAS CONSTRUIDAS PARA REVISION DE PASAJE Y AREAS COMUNES (M2)							
	FRACCION 01	FRACCION 02	FRACCION 03	FRACCION 04	FRACCION 05	PASAJE COMUN	TOTAL
AREA DEL TERRENO	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44	75.30	900.00
AREA CONSTRUIDA PRIMER NIVEL	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44		824.70
AREA CONSTRUIDA SEGUNDO NIVEL	119.94	103.35	87.12	91.88	444.44		846.73
AREA CONSTRUIDA TERCER NIVEL	196.88						196.88
AREA CONSTRUIDA TOTAL	415.37	210.84	183.72	169.50	888.88		1,868.31
AREA PASAJE COMUN						75.30	

**PLANTA DE DISTRIBUCION SEGUNDO NIVEL**

ESC:1/150



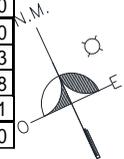
**Figura 3.8** Planta de distribución segundo nivel del instituto.  
Fuente: Propia.



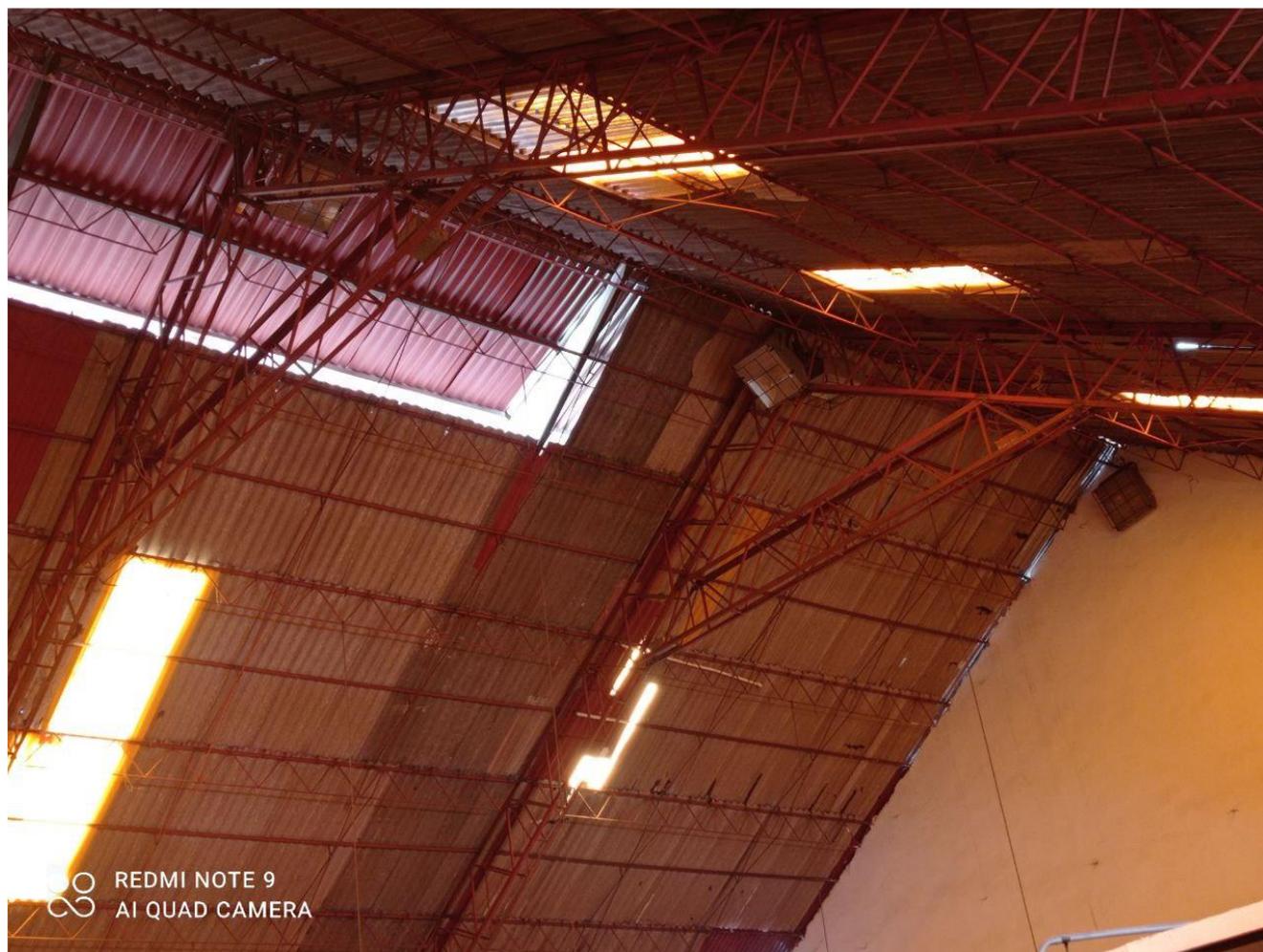
**AREAS CONSTRUIDAS PARA REVISION DE PASAJE Y AREAS COMUNES (M2)**

	FRACCION 01	FRACCION 02	FRACCION 03	FRACCION 04	FRACCION 05	PASAJE COMUN	TOTAL
AREA DEL TERRENO	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44	75.30	900.00
AREA CONSTRUIDA PRIMER NIVEL	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44		824.70
AREA CONSTRUIDA SEGUNDO NIVEL	119.94	103.35	87.12	91.88	444.44		846.73
AREA CONSTRUIDA TERCER NIVEL	196.88						196.88
AREA CONSTRUIDA TOTAL	415.37	210.84	183.72	169.50	888.88		1,868.31
AREA PASAJE COMUN						75.30	75.30

**PLANTA DE DISTRIBUCION TERCER NIVEL**  
 ESC:1/150



**Figura 3.9** Planta de distribución tercer nivel del instituto.  
 Fuente: Propia.



**Figura 3.10** Vista panorámica del techo tercer nivel del instituto.  
Fuente: Propia.

### 3.3. Análisis de Resultados.

Finalmente se obtuvo según los cuadros comparativos tanto del consumo eléctrico por historial y a partir de las potencias de los equipos eléctricos según el tiempo de utilización lo siguiente:

**Primero:** La potencia instalada según placa de los equipos eléctricos en el instituto es de 24.39 kW.

**Segundo:** La energía máxima consumida según historial del consumo eléctrico emitido por ELSE es de 2,266.000 kWh a nivel mensual y 75.533 kWh por día.

**Tercero:** La energía máxima consumida según placa de los equipos eléctricos instalados en el instituto y por las horas de funcionamiento calculados a nivel personal y con criterios técnicos es de 2,472.69 kWh a nivel mensual.

**Cuarto:** Según las mediciones registradas por el analizador de redes fue de 74.623 kWh por día.

**Quinto:** Se determinó que el consumo mayor es el de **iluminación** con un porcentaje del 61.0388% por lo que se propone por uso eficiente de energía la tecnología led como una de las tantas alternativas de solución.

**Sexto:** Los rendimientos estimados entre los años 2003 a 2020 fueron del 96.26% como valor mínimo y un máximo del 97.24%

**Finalmente,** el mayor pago anual por pérdidas técnicas, se dio en el año 2018 con un monto total de S/ 418.80, aproximadamente a nivel mensual de S/. 34.90.

---

## 4. CAPÍTULO IV

# DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES Y CONTROL OPERACIONAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

---

### **4. DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES Y CONTROL OPERACIONAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.**

#### **4.1. Introducción.**

En el presente capítulo, dimensionamos el sistema fotovoltaico, ya que es necesario determinar la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica que se propone.

Posteriormente, desarrollamos el modelamiento operativo del sistema de paneles fotovoltaicos y así poder determinar cómo es el comportamiento de los diferentes parámetros eléctricos en cuyo caso se propone conectar al sistema de distribución trifásico de baja tensión en 220 V, nodo N° 007456, perteneciente al alimentador DO-05-Cusco, con ubicación en el jirón Tacna N° 166. Previamente evaluado la radiación solar disponible en la zona de estudio para posteriormente calcular la potencia instalada una vez determinado el número de módulos que se requiera, como la potencia por modulo, cálculo del azimut, el ángulo óptimo de inclinación, la hora solar pico disponible la trayectoria del sol y la separación optima entre módulos fotovoltaicos. Así saber cuál será la cantidad de energía que se inyecte o demande el instituto.

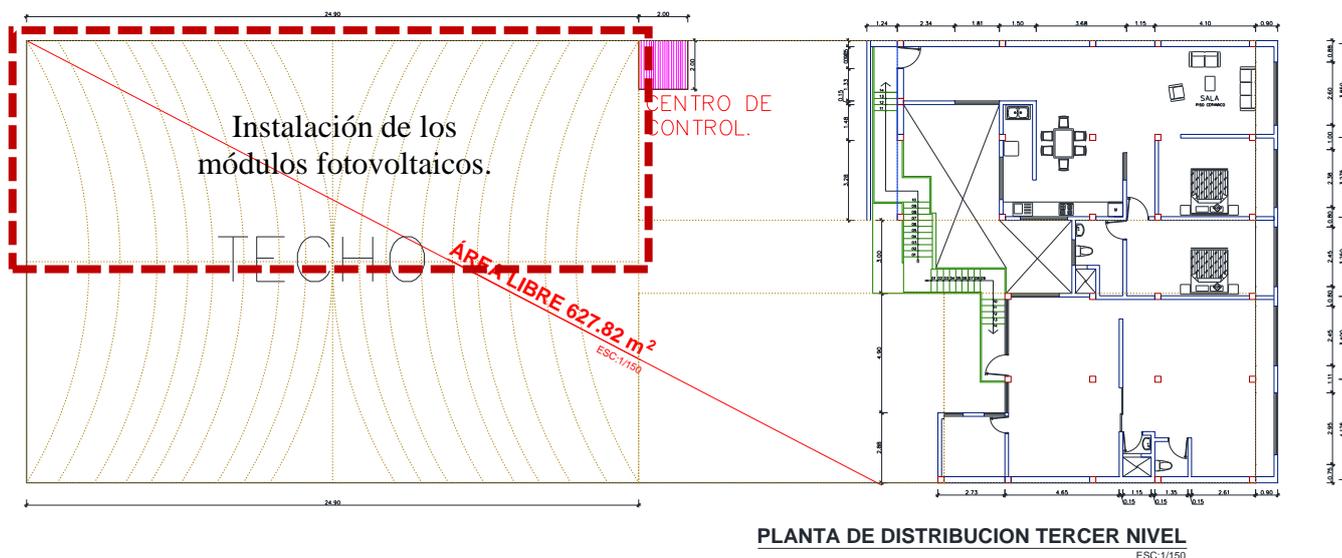
¿De qué manera o cuales son nuestras propuestas técnicas para poder controlar la eficiencia energética en el instituto?

El fin de este capítulo servirá como base para analizar y comparar los beneficios actuales contra los que se obtendrían al implementarse un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica, y posteriormente se hará una relación costo-beneficio y se calculará el tiempo estimado de amortización del proyecto propuesto, todo ello en el capítulo 5.

Los cálculos justificativos, se encuentran en el **anexo 4.1 y 4.2.**

#### 4.2. Lugar de Instalación de los Módulos Fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos, serán instalados en la planta del tercer nivel (techo) del instituto Blue Ribbon Internacional, ubicado en el jirón Tacna N° 166 distrito de Wánchaq provincia y departamento del Cusco.



**Figura 4.1** Ubicación de los módulos fotovoltaicos y el centro de control.

*Fuente: Propia.*

#### 4.3. Evaluación de la Radiación Solar.

##### 4.3.1. Evaluación de la radiación solar en la provincia del Cusco (jirón Tacna N° 166).

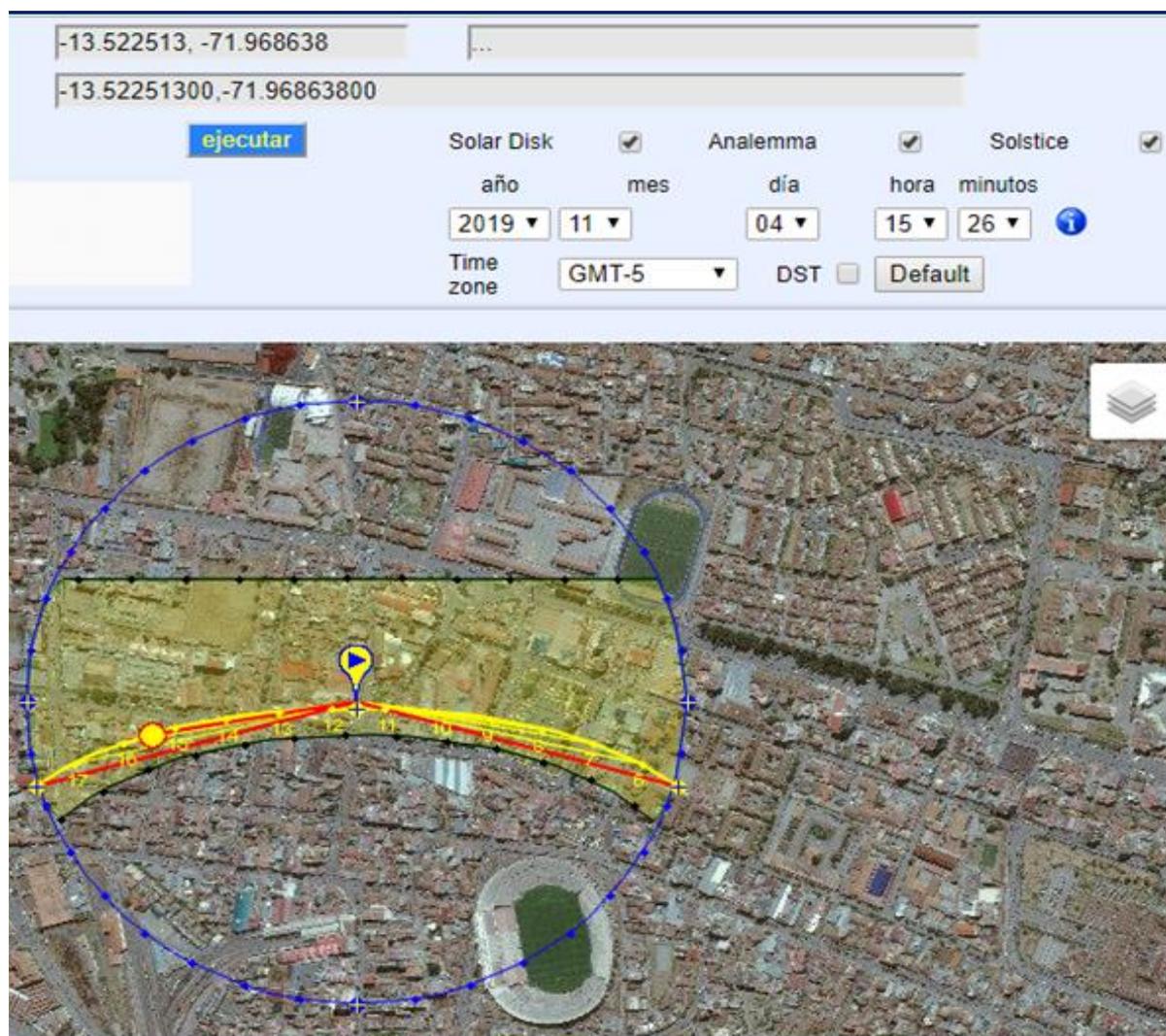
Para la evaluación de la radiación solar se han identificado la zona el mismo que fue del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, corresponde a la provincia de Cusco. A primera instancia se utilizó el GPS Garmin que se fue hasta el lugar y tomar el punto para la ubicación de las coordenadas geográficas y dicha base de datos se exportó a Sun Earth Tools.com (2014), que me permitió localizar o hacer un pequeño plano de localización del proyecto de tesis e identificar los parámetros como: la Latitud, Longitud y altura; tal como se muestra en las figuras 4.1 y 4.2, esto servirá posteriormente para evaluar la radiación solar de ese punto y la interconexión operativa.



**Figura 4.2** Localización del proyecto de tesis a nivel departamental, provincial, distrital y local.  
Fuente: Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).

#### 4.3.1.1. Trayectoria del sol en el instituto.

Posteriormente se definió la trayectoria del sol en el jirón Tacna, esto nos facilitó elegir adecuadamente el Azimut y tener una buena orientación de las estructuras fotovoltaicas, damos por conclusión que la orientación será hacia el **Norte**, figura 4.2.



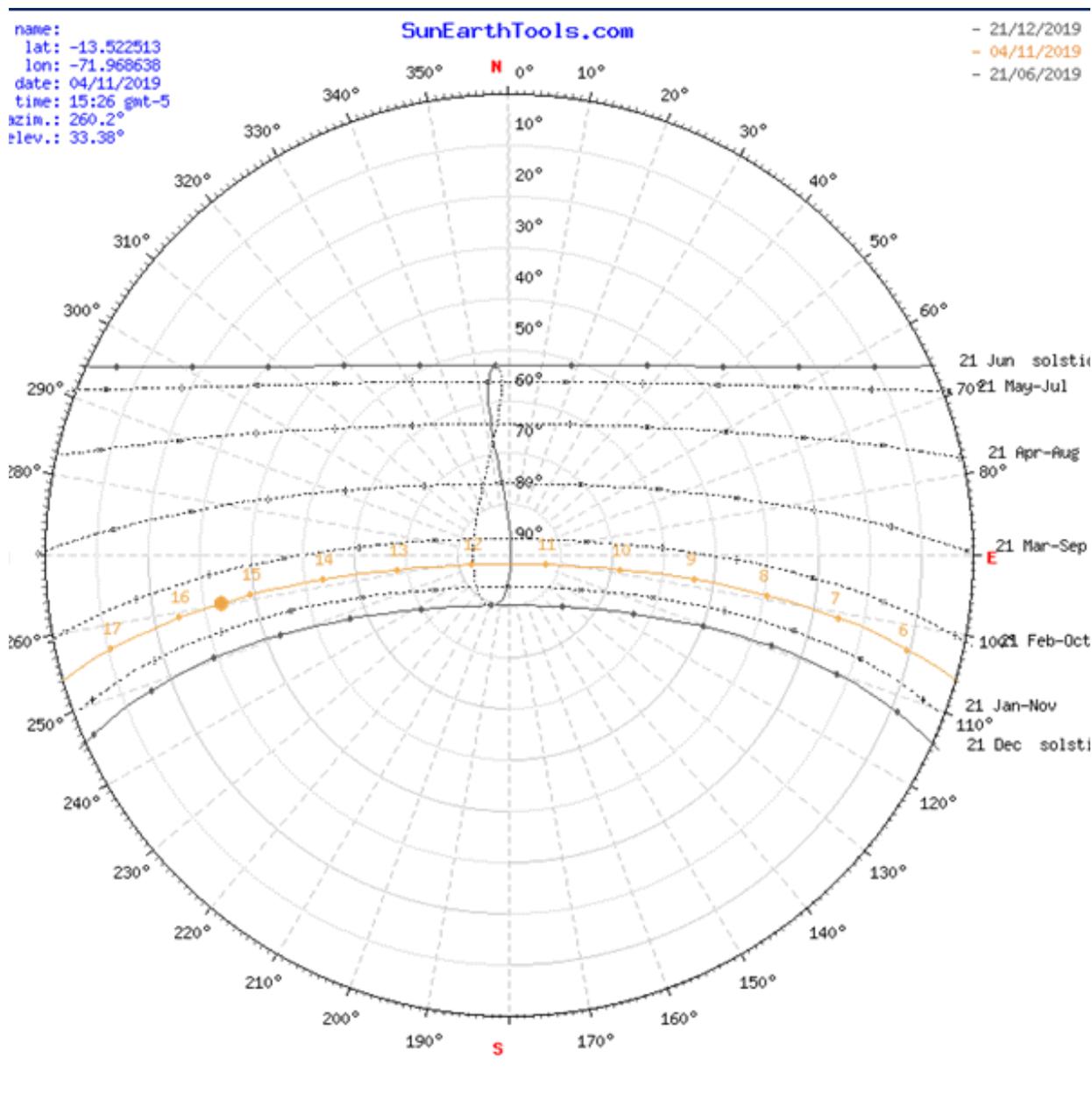
**Figura 4.3** Trayectoria del sol con respecto al lugar.

Fuente: Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).

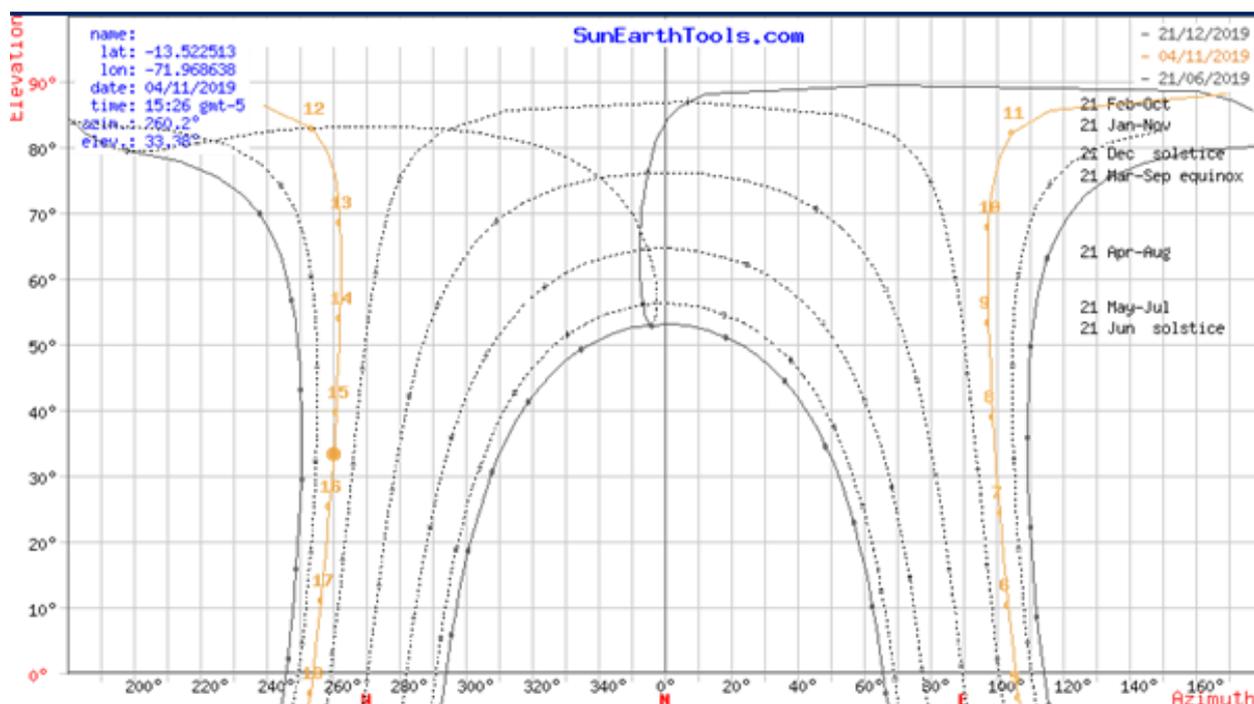
La figura 4.3, representa la posición del sol en coordenadas polares mientras que la figura 4.4 está representada en coordenadas cartesianas estas están representadas por círculos concéntrico y donde la elevación del sol se lee en distintos círculos concéntricos de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  (grados).

Como el azimut (azimut indica la dirección del Sol en el plano horizontal desde una posición dada), tenemos al ángulo que recorre el círculo de  $0^\circ$  a  $360^\circ$  donde el horizonte es representado por el círculo más externo. El ángulo del norte está definido con un azimut de  $0^\circ$ ,

mientras que el sur tiene un acimut de  $180^\circ$ . Las diferentes trayectorias del Sol en el cielo están delimitadas por aquellas de los días de solsticio (21 de junio y 21 de diciembre), el segundo indica la elevación del Sol que se traza sobre el eje X y el acimut a lo largo del eje Y.



**Figura 4.4** Trayectoria del sol en coordenadas polares.  
 Fuente: Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).



**Figura 4.5** Trayectoria del sol en coordenadas cartesianas.  
 Fuente: Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).

#### 4.3.1.2. Posición del sol en el cielo respecto al instituto.

Para el cálculo de la posición del sol en el cielo para cada lugar de la tierra en cualquier momento del día, se hizo en base al software *Sunearthtools.com* (2014).

**Tabla 4.1** Determinación de la posición del sol en el instituto.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23					
sol" posición		Elevación	Azimet	latitudes	longitudes
04/11/2019 15:26   GMT-5		33.38°	260.2°	13.522513° S	71.968638° W
crepúsculo		Sunrise	Puesta de sol	Azimet Sunrise	Azimet Puesta de sol
crepúsculo -0.833°		05:12:45	17:50:20	106°	253.83°
crepúsculo civil -6°		04:50:33	18:12:32	107.39°	252.43°
Náutica" crepúsculo -12°		04:24:33	18:38:34	109.22°	250.59°
El crepúsculo astronómico -18°		03:58:15	19:04:55	111.35°	248.44°
la luz del día		hh:mm:ss	diff. dd+1	diff. dd-1	Mediodía
4/11/2019		12:37:35	00:00:39	-00:00:39	11:31:32

Fuente: Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).

**Tabla 4.2** Estimación de elevación y azimut en el instituto.

hora	Elevación	Azimut
05:12:45	-0.833°	106°
06:00:00	10.27°	103.49°
07:00:00	24.53°	100.94°
08:00:00	38.9°	99°
09:00:00	53.33°	97.71°
10:00:00	67.79°	97.69°
11:00:00	82.15°	104.94°
12:00:00	82.83°	253.67°
13:00:00	68.49°	262.14°
14:00:00	54.04°	262.22°
15:00:00	39.61°	260.96°
16:00:00	25.25°	259.04°
17:00:00	11°	256.51°
17:50:20	-0.833°	253.83°

Fuente: Sun Earth Tools.com, 2014 (Elaboración propia).

#### 4.3.2. Determinación de la radiación solar en la provincia del Cusco (jirón Tacna).

Para determinar la radiación, acudimos a dos fuentes principales:

- Primera fuente: Atmospheric Science Data Center- NASA<sup>25</sup>.
- Segunda fuente: estación meteorológica de Kayra.

La primera fuente se ha utilizado para estimar la radiación solar en la provincia del cusco y como punto específico en el jirón Tacna N° 166, para ello previamente obtuvimos los puntos de gepeo (Garmin), y la segunda fuente no ha permitido estimar la radiación en el lugar más cercano y esto debido a que no cuenta con datos en el lugar puntual con el fin de comparar. Los resultados se muestran en las tablas 4.3:

<sup>25</sup> Disponible en la página web: <https://power.larc.nasa.gov/>

**Tabla 4.3 Determinación de radiación solar en el jirón Tacna.**

ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN CUSCO JIRÓN TACNA N°166			
	UNIT	Climate data location	
LATITUDE	°S	13°31'21.10"S	-13.523
LONGITUDE	°W	71° 58'71.10"O	-71.969
ELEVATION	msnm	3375	
HEATING DESIGN TEMPERATURE	°C	-	
COOLING DESIGN TEMPERATURE	°C	-	
EARTH TEMPERATURE AMPLITUDE	°C	19.80	
FROST DAYS AT SITE	day	-	

**ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LA RADIACIÓN ESTIMADA****CUSCO, WANCHAQ JIRÓN TACNA 166 (8503113.2N; 178621.7E)**

Mes Periodo	EPOCA ESTIAJE					EPOCA AVENIDA					POCA ESTIAJE		TOTAL
	Ene 1	Feb 2	Mar 3	Abr 4	May 5	Jun 6	Jul 7	Ago 8	Sep 9	Oct 10	Nov 11	Dic 12	
Numero Días en el mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Número Horas totales en el mes	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	
Numero Horas disponibles de irradiación	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
Numero Horas Totales disponibles de irradiación	372	336	372	360	372	360	372	372	360	372	360	372	
<b>Earth Temperature</b>													<b>PROMEDIO</b>
Max Earth Skin temperature (°C)	20.47	19.98	19.68	19.49	20.18	20.45	21.58	23.89	25.01	24.92	24.49	22.50	21.89
Min Earth Skin temperature (°C)	3.25	3.05	2.79	2.52	1.52	0.19	-0.59	0.49	2.09	3.03	3.28	3.44	2.09
Earth Skin temperature (°C)	9.95	9.66	9.38	9.15	8.75	8.03	8.03	9.56	10.86	11.37	11.46	10.85	9.75
Earth Skin temperature Range (°C)	17.22	16.92	16.88	16.98	18.66	20.26	22.17	23.41	22.92	21.89	21.21	19.05	19.80
Relative Humidity(%)	78.45%	80.14%	80.70%	78.94%	74.31%	70.55%	66.73%	64.08%	65.35%	67.60%	68.88%	73.45%	0.72
Atmospheric pressure (kPa)	69.45	69.38	69.40	69.49	69.51	69.54	69.52	69.49	69.44	69.44	69.33	69.45	69.45
wind Spedd (m/s)	NE-2,4	N-2,0	NE-1,9	N-1,5	N-1,1	N-2,0	NW-2,0	NE-2,3	NE-3,3	NE-3,0	NE-2,7	NW-2,4	
Presipitacion (mm)	4.53	4.11	3.11	1.19	0.28	0.20	0.22	0.26	0.57	1.65	2.18	3.60	1.83
Daily solar radiation - horizontal (kWh/m2/d)													
Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	Minimo → 3.97	4.10	4.29	4.99	6.28	6.62	6.60	5.92	5.14	4.86	5.29	4.65	5.23
Maximun Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	5.17	5.62	6.05	5.90	7.54	7.96	8.19	7.90	6.78	5.78	6.90	6.03	6.65
Minimum Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	3.18	3.02	3.63	3.95	4.86	4.86	4.37	4.72	4.26	3.70	4.29	3.26	4.01
Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh/m2/d)	2.47	2.44	2.20	1.81	1.34	1.15	1.21	1.53	1.95	2.26	2.33	2.41	1.93
MaximunDiffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh/m2/d)	2.48	2.46	2.24	1.92	1.56	1.42	1.53	1.71	2.05	2.35	2.43	2.47	2.05
Minimum Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh/m2/d)	2.37	2.27	1.97	1.68	1.12	0.91	1.16	1.67	2.13	2.07	2.24	1.70	1.77
Solar Irradiance Optimal(kWh/m2/d)	5.17	5.01	5.15	5.35	6.05	6.28	5.86	5.54	5.57	5.96	5.58	5.65	5.60
Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)	9.00	0.00	-8.00	-23.00	-36.00	-42.00	-40.00	-29.00	-14.00	-1.00	8.00	11.00	-13.75
Solar Irradiance Titled Surface Orientation (N/S)	S	N	N	N	N	N	N	N	N	S	S	N	N
Radiation Diseño disponible todo el año (kWh/m2/d)	Minimo → 3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97
Diferencia entre la radiacion normal y diseño (kWh/m2/d)	0.00	0.13	0.32	1.02	2.31	2.65	2.63	1.95	1.17	0.89	1.32	0.68	1.26

Fuente: Data center – NASA (Elaboración propia).

Sobre esta base, se puede afirmar que los valores de radiación promedio máximo horizontal a nivel del lugar sería de  $6.62 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$  y mínimo de  $3.97 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$  (tabla 4.3). Esto es importante si se considera que valores iguales o superiores a  $4 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ , hacen atractivo el uso de tecnologías de generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos. En el caso del lugar de estudio, se tiene una radiación promedio máximo de  $6.65 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$  y promedio mínimo de  $4.01 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ .

También es importante mencionar que para el presente proyecto de tesis se tomará en cuenta el valor de radiación mínimo promedio horizontal perteneciente al instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, que es de  **$3.97 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$** , cuyo resultado, es el mínimo obtenido de la tabla 4.3.

#### **4.3.3. Cálculo de la hora pico del sol (HPS).**

Bien, según nuestra teoría considerados en el ítem 2.3.9, para determinar la hora solar pico, viene a ser simplemente el área bajo la curva de la irradiación disponible en una hora (Energía), por lo que la unidad es  $\text{Wh/m}^2$  o  $\text{kWh/m}^2$ . Por lo que analizaremos dicha energía en intervalos de horas disponibles durante las 24 horas.

##### **Aclarando dicho punto:**

Se obtiene la irradiación promedio por horas (sumatoria bajo la curva), y luego sumarlas para determinar lo disponible en 24 horas, ósea un día.

Hacer este análisis cada día durante un mes (28, 30 ó 31 días según corresponda al mes).

Tendremos respecto a enero 30 tomas una para cada día, **este valor promedio** corresponde al mes de enero que aparece en la tabla 4.3.

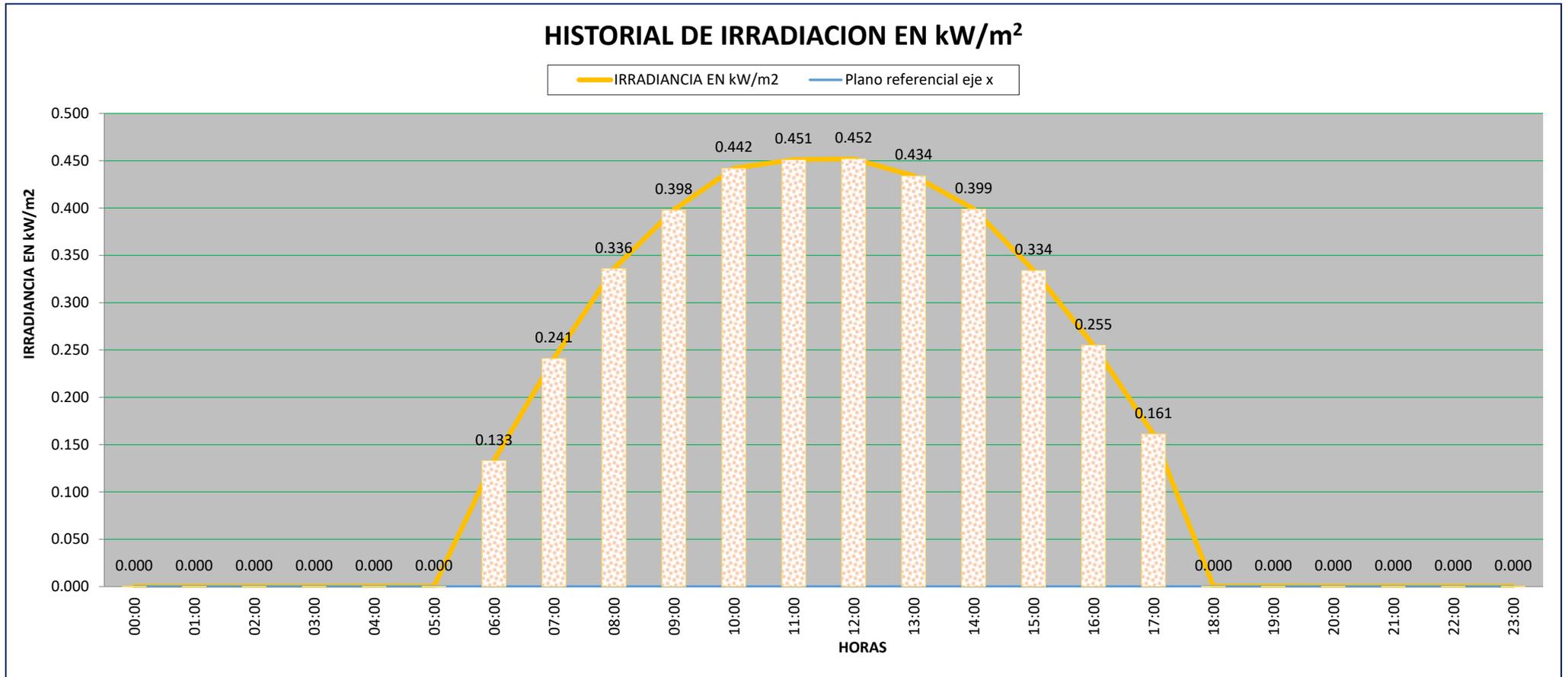
En este ítem demostraremos como obtenemos la hora solar pico a partir de la irradiación y que corresponde a lo obtenido en un mes y que coincide en las tablas obtenidas de las páginas de DATA CENTER NASA, según la tabla 4.4 y el grafico 4.3, se tiene:

**Tabla 4.4** *Historial de la irradiación por horas disponibles.*

HISTORIAL DE IRRADIACION EN kW/m <sup>2</sup> POR 24 HORAS DURANTE EL DÍA																								
	HORAS NO DISPONIBLES						HORAS DISPONIBLES DE IRRADIACIÓN												HORAS NO DISPONIBLES					
ITEM'S	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
HORAS DEL DIA	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
<b>IRRADIANCIA EN kW/m<sup>2</sup></b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.133</b>	<b>0.241</b>	<b>0.336</b>	<b>0.398</b>	<b>0.442</b>	<b>0.451</b>	<b>0.452</b>	<b>0.434</b>	<b>0.399</b>	<b>0.334</b>	<b>0.255</b>	<b>0.161</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>
Plano referencial eje x	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DATA: <a href="#">NASA CENTER</a>							<b>DISPONIBLE IRRADIACIÓN SOLAR</b>																	
	<i>0.00 kW/m2</i>						<b>4.036 kW/m2</b>												<i>0.00 kW/m2</i>					

Fuente: Estación Kayra (Elaboración propia).

**Gráfico 4.1** Grafica de la irradiación disponible en kW/m<sup>2</sup>.



*Fuente: Estación Kaira (Elaboración Propia).*

Para obtener la hora solar pico en (kWh/m<sup>2</sup>/día “energía”), es necesario realizar el cálculo del área bajo la curva como se dijo anteriormente. Por lo cual es necesario realizar aproximaciones de áreas trapezoidales punto a punto, figura 4.7, según la ecuación aproximada:

$$H = \sum_{t=1}^{n-1} \frac{G_i + G_{i+1}}{2} * (t_{i+1} - t_i) \quad \text{ECU. N° 4.1}$$

Donde:

$G_i$  = irradiación en una hora determinada.

T = tiempo en horas.

i = intervalos 1 a 24.

**Figura 4.6** Hora solar pico, área bajo la curva.



*Fuente: Propia.*

Una vez ejecutado las sumatorias en software Excel, a continuación, mostramos la tabla resultado 4.5:

Posteriormente, obtenidos estos resultados, calcularemos la energía disponible (HSP) a una inclinación  $\beta$  y orientación  $\alpha$ ; **G ( $\beta$ ,  $\alpha$ )**.

**Tabla 4.5** Resultado de la hora solar pico jirón Tacna.

RESULTADO DE IRRADIACIÓN DISPONIBLE EN kWh/m <sup>2</sup> /día																								
HORAS NO DISPONIBLES						HORAS DISPONIBLES DE IRRADIACION												HORAS NO DISPONIBLES						
ITEM'S	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
HORAS DEL DIA	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>4</sub>	H <sub>5</sub>	H <sub>6</sub>	H <sub>7</sub>	H <sub>8</sub>	H <sub>9</sub>	H <sub>10</sub>	H <sub>11</sub>	H <sub>12</sub>	H <sub>13</sub>	H <sub>14</sub>	H <sub>15</sub>	H <sub>16</sub>	H <sub>17</sub>	H <sub>18</sub>	H <sub>19</sub>	H <sub>20</sub>	H <sub>21</sub>	H <sub>22</sub>	H <sub>23</sub>	H <sub>24</sub>
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.19	0.29	0.37	0.42	0.45	0.45	0.44	0.42	0.37	0.29	0.21	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A: IRRADIACIÓN DISPONIBLE						<b>DISPONIBLE ENERGÍA SOLAR</b>																		
<u>0.00 kWh/m2/día</u>						<u>3.97 kWh/m2/día</u>												<u>0.00 kWh/m2/día</u>						

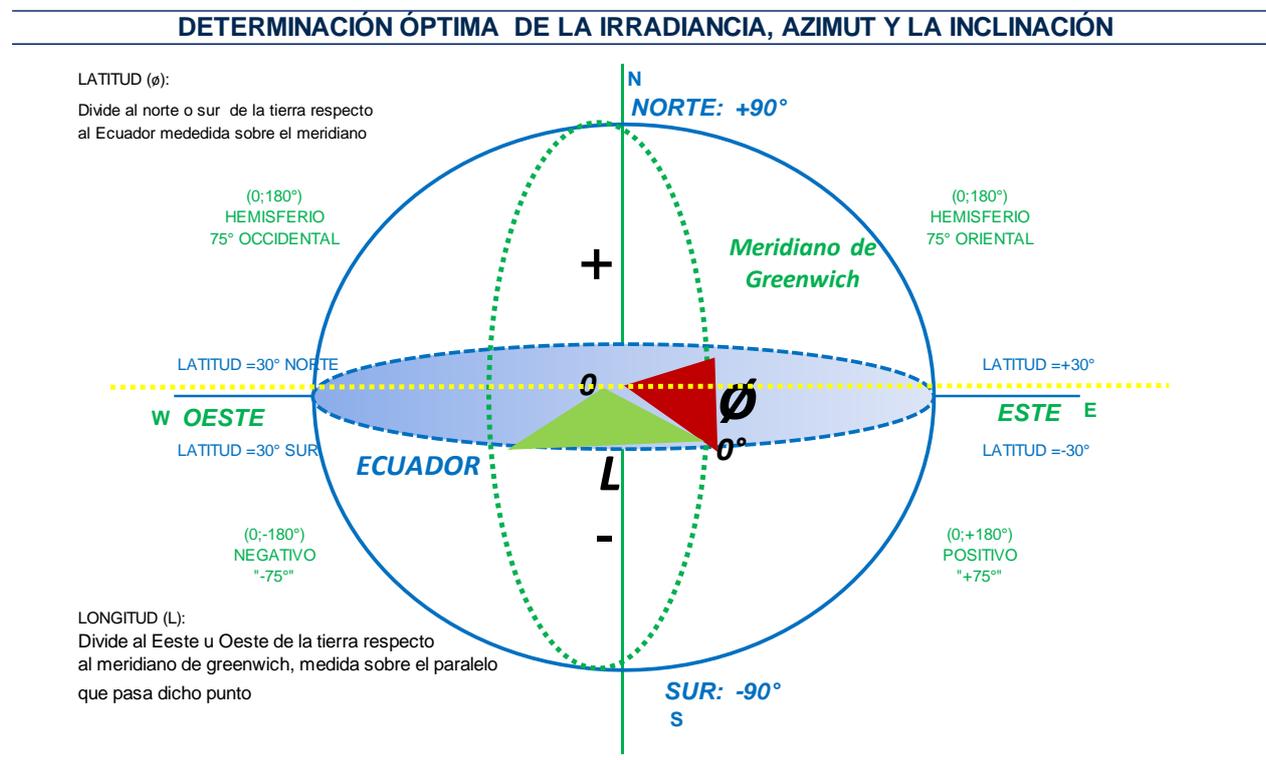
Fuente: Propia.

#### 4.3.4. Cálculo de la hora pico solar a una inclinación y orientación óptima.

Los cálculos justificativos, se encuentra en el **anexo 4.1**.

##### 4.3.4.1. Latitud y longitud.

La figura 4.6, nos dan un claro ejemplo de estos 2 conceptos:



**Figura 4.7** Latitud y Longitud.

Fuente: Propia.

##### 4.3.4.2. Ubicación latitud y longitud jirón Tacna N° 166.

Coordenadas cartesianas donde se encuentra ubicado el instituto:

**Tabla 4.6** Ubicación geográfica de punto de instalación de los módulos fotovoltaicos.

COORDENADAS GEOGRÁFICAS			
LATITUD "S"	13°	31'	21.10"
	-13.5225130		
LONGITUD "W"	71°	58'	7.10"
	-71.9686380		
ELEVACIÓN	3375 msnm		

Fuente: Propia.

#### 4.3.4.3. *Inclinación óptima de los paneles solares ( $\beta_{\text{ópt.}}$ ).*

Según la ecuación empírica por los fabricantes de paneles, se tiene.

$$\beta_{\text{ópt}} = 3.7 + 0.69 \left| \phi \right| \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 4.2}$$

Donde:

$\beta_{\text{ópt.}}$  = Inclinación óptima del panel solar.

$\phi$  = Latitud del lugar (-13.522513).

Remplazando se tiene:

$\beta_{\text{ópt.}}$  = 13.031°.

Por recomendaciones de los fabricantes según la tabla 4.6, optamos que para no estancamiento de las lluvias:

**Tabla 4.7** *Inclinación óptima según latitud.*

<i>Latitud en Grados</i>	<i>Ángulo <math>\beta_{\text{ópt.}}</math> Recomendado</i>
<i>0° a 15°</i>	<i>15°</i>
<i>15° a 25°</i>	<i>la misma LA</i>
<i>25° a 30°</i>	<i>LA + 5°</i>
<i>30° a 35°</i>	<i>LA + 10°</i>
<i>35° a 40°</i>	<i>LA + 15°</i>
<i>40° a más</i>	<i>LA + 20°</i>

*Fuente: Propia.*

$\beta_{\text{ópt.}}$  = 15°

#### 4.3.4.4. *Orientación óptima de los paneles solares ( $\alpha$ ).*

A la inclinación óptima de los paneles solares simbolizamos con “ $\alpha$ ”, llamada azimut (hacia el norte o sur), se obtiene del promedio de la tabla 4.3 con un valor de -13.75° hacia el norte, ver figura 4.7.

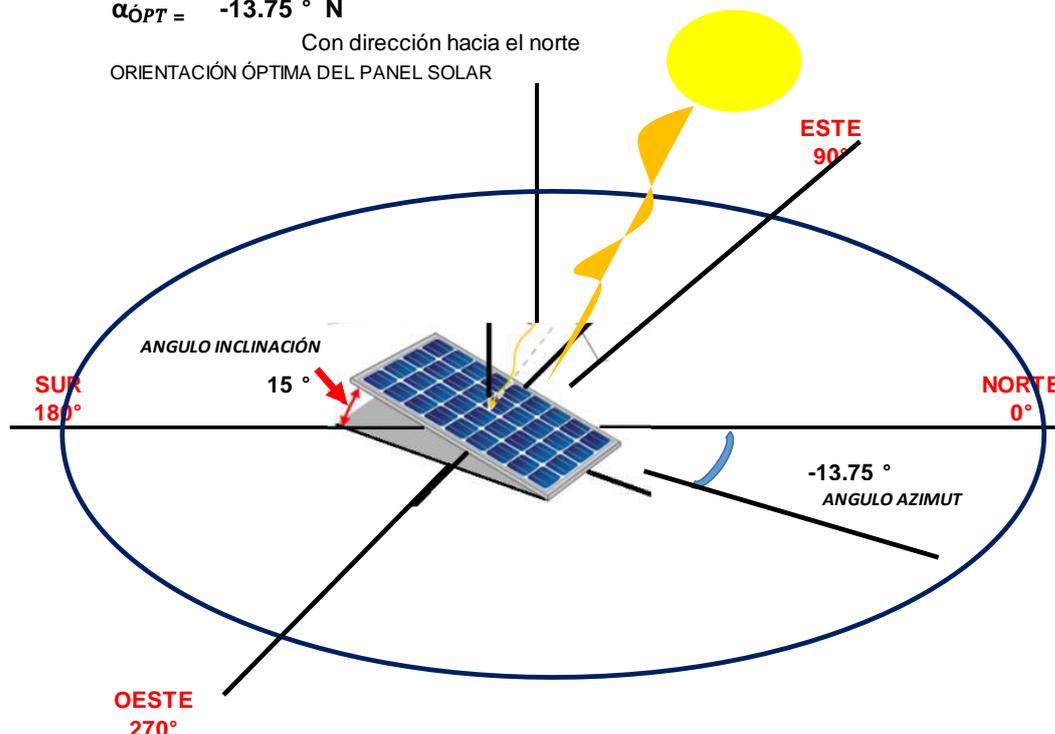
AZIMUT:

Obtenido de las tablas de radiación

$$\alpha_{OPT} = -13.75^\circ \text{ N}$$

Con dirección hacia el norte

ORIENTACIÓN ÓPTIMA DEL PANEL SOLAR



**Figura 4.8** Azimut Óptimo.

Fuente: Propia.

#### 4.3.4.5. Cálculo del rendimiento de la instalación (R).

Este cálculo es para tener en cuenta las pérdidas que se puedan tener en la instalación con la finalidad de hacer el dimensionamiento correcto. puede haber pérdidas con lo que disminuye la potencia; es importante recordar que este modo de cálculo es para dimensionamiento de instalación aislada. Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación.

$$R = 1 - \left[ (1 - b - c - v) a * \frac{N}{Pd} \right] - b - c - v \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 4.3}$$

Donde:

b = Coeficiente de pérdida por rendimiento en las baterías =0

c = Coeficiente de pérdidas en el inversor para inversores senoidales = 0.2

v = Coeficiente de otras pérdidas = 0.15

a = Coeficiente de descarga diario =0

N = Días de autonomía =0

Pd = Profundidad de descarga =1

No habrá baterías por lo que b=a=N=0      Pd=1

Remplazando de tiene:

$$R = 0.65.$$

#### 4.3.4.6. *Cálculo de la energía necesaria (E).*

Es la cantidad de energía que se necesita para el instituto, esta es la resultante de la energía máxima consumida del historial de 210 meses, dividida entre el rendimiento. A continuación, se muestra los cálculos realizados.

$$E = \frac{E_t}{R}$$

ECU. N° 4.4

Donde:

E = Energía necesaria.

$E_t$  = Energía máxima consumida historial = 75.5333 kWh/día

R = Rendimiento.

Remplazando de tiene:

$$E = 116.205 \text{ kWh/día.}$$

#### 4.3.4.7. *Cálculo de la declinación solar ( $\alpha_1$ ).*

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\alpha = 23.45 \text{sen}\left(360 \frac{284+d_n}{365}\right)$$

ECU. N° 4.5

Donde:

$d_n$  = Es la sumatoria de los días desde el primer día de enero hasta la mitad del mes determinado como menor radiación y mayor consumo; entonces como se ha determinado que el mes de menor radiación es en el mes de enero, lo que quiere decir que se tiene que sumar los siguientes días: (día 1 al día 16)

$$\text{Enero} = 31 \text{ días, mitad} = 15.5, \text{ redondeando} = 16.$$

Remplazando de tiene:

$$\alpha_1 = -21.096^\circ$$

#### 4.3.4.8. *Cálculo del ángulo de salida del sol ( $\theta_s$ ).*

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\omega_s = -\arccos(-\tan(\alpha_1) * \tan(\phi))$$

ECU. N° 4.6

Donde:

$\alpha_1$  = Declinación solar (-21.096°).

$\phi$  = Latitud del lugar (-13.522513).

Remplazando de tiene:

$$\omega_s = -1.663711386 \text{ Rad.}$$

$$\omega_s = -95.324^\circ$$

#### 4.3.4.9. Cálculo del ángulo de salida del sol sobre un plano inclinado ( $\omega_{ss}$ ).

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\omega_{ss} = \text{Máx.}(w_s, -\arccos(-\tan(\alpha_1) * \tan(\phi + \beta)))$$

ECU. N° 4.7

Donde:

$\alpha_1$  = Declinación solar (-21.096°).

$\phi$  = Latitud del lugar (-13.522513).

$\beta$  = Inclinación del panel solar (15°)

Remplazando de tiene:

$$\omega_{ss} = \text{Máx.} (-1.6637, -1.782029357) \text{ rad.}$$

$$\omega_{ss} = \text{Máx.} (-95.324^\circ, -102.103^\circ)$$

$$\omega_{ss} = -95.324^\circ$$

#### 4.3.4.10. Cálculo del factor de corrección (K).

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$K = \frac{W_{ss} * \frac{\pi}{180} * [\text{sign}(\phi)] * \sin \alpha_1 * \sin(|\phi| - \beta) + \cos \alpha_1 * \cos(|\phi| - \beta) * \sin W_{ss}}{W_s * \frac{\pi}{180} * \sin \alpha_1 * \sin \phi + \cos \alpha_1 * \cos \phi * \sin W_s}$$

ECU. N° 4.8

Donde:

$\alpha_1$  = Declinación solar (-21.096°).

$\phi$  = Latitud del lugar (-13.522513).

$\beta$  = Inclinación del panel solar (15°)



Donde:

$G_{\alpha}(\beta=0)$  = Irradiación global diaria horizontal Obtenida de tablas = 3.97 kWh/día

P = pérdidas por sombras = 0.003

K = factor de corrección = 0.87536684

Finalmente, la energía disponible en kWh/día, incluido las pérdidas por inclinación, orientación y sombras es:

$$G_{dm}(\alpha,\beta) = 3.472 \text{ kWh / día.}$$

#### **4.4. Dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico.**

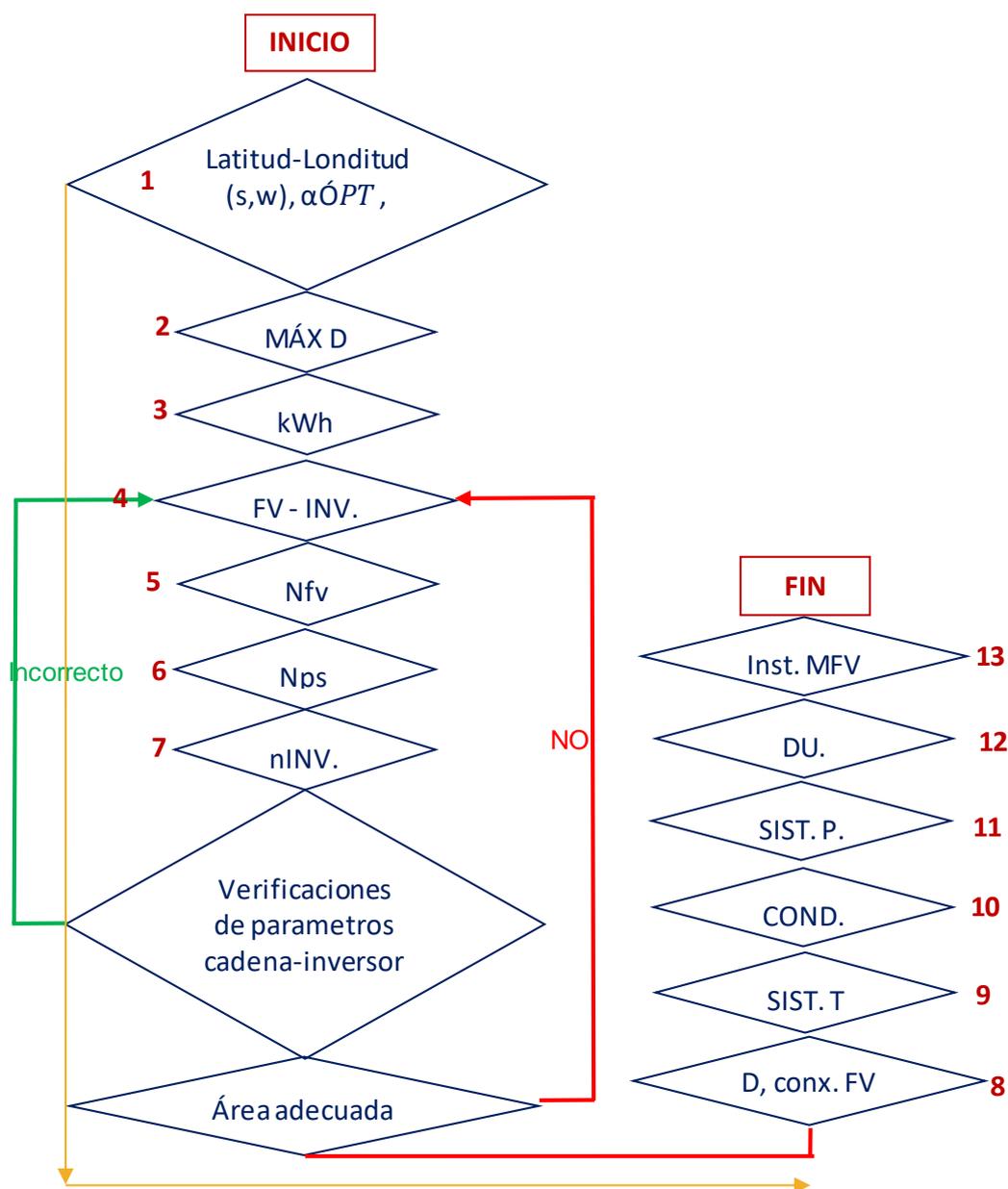
Seguidamente desarrollamos los cálculos justificativos de toda la instalación fotovoltaica con visión de interconexión operativa en baja tensión del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco.

Mencionando también que se propone la instalación de los módulos fotovoltaicos en el techo del instituto cuya superficie está lo más posible libre de sombras.

##### **4.4.1. Metodología para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.**

Consultamos varias tesis elaboradas, preguntamos varios expertos en la materia cuyos trabajadores son del área de proyectos de ELSE, experiencias de tesis para el cálculo, diseño e instalación del sistema fotovoltaico cuya conclusión se propone un esquema muy amigable a la vez técnico y fiable propuesta por Alfredo cruz Nájera en sus tesis: Impacto de la generación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión – 2016 del instituto Politécnico Nacional – México, Se adjunta en el **anexo 4.2.**

**Esquema N° 4.1** Metodología para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.



Donde:

- |  |               |
|--|---------------|
| 1 ubicación, orientación e inclinación           | Determinación |
| 2 carga eléctrica                                | Determinación |
| 3 Energía consumida                              | Cálculo       |
| 4 módulo fotovoltaico e inversor                 | Selección     |
| 5 módulo fotovoltaico                            | Cálculo       |
| 6 arreglo panel fotovoltaico                     | Cálculo       |
| 7 número de inversores                           | Determinación |
| 8 diagrama de distribución y conexión de módulos |               |
| 9 sistema tierra                                 | Selección     |
| 10 conductores                                   | Selección     |
| 11 Protección                                    | Selección     |
| 12 Diagrama unifilar                             |               |
| 13 Arreglo fotovoltaico                          | Instalación   |

Fuente: Nájera, 2016 (Elaboración propia).

#### 4.4.2. Determinación de la energía producida por los módulos fotovoltaicos.

Como se puede observar en la hoja de datos la potencia nominal por modulo fotovoltaico es de 325 Wp (ver tabla 4.8). Los módulos adoptados corresponden al fabricante de la serie AIDE SOLAR, modelo AD325, elaborados con células de silicio monocristalino de elevado rendimiento. La determinación del número de ellos viene determinada por la siguiente expresión:

**Tabla 4.8** Características del módulo fotovoltaico seleccionado modelo AD320.

DATOS MODULO FOTOVOLTAICO		
Fabricante	AIDE SOLAR	
Modelo	AD320Q6-Aa	
Tipo de celula	SI-MONO	
CARACTERISTICAS ELECTRICAS		Unidad
Potencia nominal (STC)	325.00	Wp
Tolerancia	0	%
Tension nominal	---	V
Intensidad de corto circuito Isc	9.01	A
Tension de corto circuito abierto Voc	46.98	V
Intencidad maximo pico Imp	8.57	A
Tension Maximo pico Vmp	37.92	V
Eficiencia del modulo	16.75	%
PARAMETROS TERMICOS		Unidad
TONC	45°C ± 2°C	°C
Coefficiente de temperatura de Isc	0.0600	%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0.3000	%/°C
Coefficiente de temperatura de la potencia Pmp	-0.4200	%/°C
CARACTERISTICAS FISICAS		Unidad
Longitud del modulo	1956	mm
Ancho del modulo	992	mm
Profundidad del modulo	40	mm
Superficie del modulo	1.28	m2
Peso	22	kg
OTRAS CARACTERISTICAS		
Proteccion clase	II	
Certificaciones	IEC 61215; Class II	
STC: Irradiance of 1000W/m <sup>2</sup> , spectrum AM=1.5,module temperature of 25°C		

Fuente: Hoja de datos del módulo fotovoltaico del fabricante (Elaboración propia).

Se considera un PR del 80%, es decir, las pérdidas en el sistema serán del 20% (cableado, inversor, polvo, etc.). Así pues, la energía generada por modulo es de:

$$E_p = G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR / G_{CEM} \quad (\text{kWh/día})$$

ECU. N° 4.11

Donde:

$G_{dm}(\alpha,\beta)$  Es el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre la superficie del módulo ( $\alpha$ =acimut,  $\beta$ =inclinación del módulo) = **3.472 kWh/día.**

$P_{mp}$  Es la potencia total del generador fotovoltaico en (0.325 kW).

$PR$  Es el rendimiento general de la instalación (0,8-0,85).

$G_{CEM}$  Es la irradiación en condiciones estándar (1000 W/m<sup>2</sup> =1 kW/ m<sup>2</sup>).

Remplazando tenemos:

$$E_p = 3.472 \times 0.325 \times 0.8/1$$

$$E_p = 0.9027 \text{ kWh/día}$$

#### 4.4.3. Determinación del número de módulos requeridos.

$$N_{fv} = E/E_p$$

ECU. N° 4.12

Donde:

$N_{fv}$ : Es el número de módulos fotovoltaicos.

E: Es la energía que requiere la carga por día (75.53 kWh/día).

$E_p$ : Es la energía producida por modulo (0.9027 kWh/día).

Remplazando se tiene:

$$N_{fv} = 75.53 / 0.9027$$

$$N_{fv} = 84 \text{ módulos}$$

#### 4.4.4. Selección del inversor según la norma del CNE.

La conexión de los módulos va a condicionar la selección del inversor. Para determinar el número máximo y mínimo de módulos que pueden conectarse al inversor se siguen los pasos siguientes:

- Lo primero es saber si se trabaja con un inversor monofásico, bifásico o trifásico.
- A continuación, se deberá comprobar si este posee o no transformador. Por ejemplo, para la norma mexicana ANCE y CFE, al igual que el CNE Y NTP 370.301, para SFCR exigen la separación galvánica, si este posee un transformador ya cumpliría dicha especificación.

Una vez realizadas las verificaciones siguientes se procederá a la elección, atendiendo la configuración del SFV:

- La potencia del inversor no puede ser inferior al 80% de la potencia del generador fotovoltaico<sup>26</sup>.
- La tensión máxima de trabajo del string no puede ser mayor que la tensión máxima del rango del inversor ( $V_{\text{máximo}}$  del seguimiento del punto de máxima potencia del inversor).
- La tensión mínima de trabajo del string no puede ser menor que la mínima del rango del inversor.
- La tensión máxima ideal del string no puede ser superior a la tensión máxima del inversor.
- La corriente de cortocircuito máxima no puede ser mayor que la intensidad máxima admisible del inversor. (Corriente del inversor  $\geq 1,25 I_{sc}$  del GFV).

Según lo descrito anteriormente para la selección del inversor se tiene que cumplir con lo siguiente:

- Debe ser de onda senoidal.
- Debe tener transformador integrado.
- Su Potencia nominal debe ser mayor del 80% de la potencia nominal del GFV.
- Se deberá atender al conexionado del GFV.
- Su salida se tiene que adaptar a la red de conexión.

Se ha seleccionado el inversor de la tabla 4.9.

---

<sup>26</sup> Recomendación del fabricante de inversores de la serie SMA, y por la DGE - Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural, 2015.

**Tabla 4.9** *Parámetros del inversor seleccionado.*

<b>DATOS DEL INVERSOR</b>		
Fabricante	SMA	
Modelo	24000TL-US	
<b>INPUT (DC)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Potencia nominal (PDCinv)	24000.00	W
Max. usable DC power (@ cos $\varphi = 1$ )	24500.00	W
Max. DC voltage	1000.00	V
Rated MPPT voltage range	450 A 800	V
MPPT operating voltage range	150V...1000V	V
Min. DC voltage / start voltage	150V/188V	V
Number of MPP tracker inputs	2	
Max. input current / per MPP tracker input	68 A 33	A
<b>OUTPUT (AC)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
AC nominal power (PACinv)	24000	W
Max. AC apparent power	24000	VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE, 3-PE	fases
Nominal AC voltage	380 / 220 V WYE, 380 V - 220V Delta	V
AC voltage range	244 V...305 V	V
Rated AC grid frequency	60 Hz	Hz
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz	
Max. output current	29	A
Power factor at rated power / adjustable dis	1 / 0.0 leading...0.0 lagging	
Harmonics	< 3%	%
Max. efficiency / CEC efficiency	98.5% / 98.0%	%
<b>CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Grado de protección	IP-54	
Dimensiones	1270X1850X870	mm
Peso	925	kg

*Fuente: Hoja de datos del fabricante (Elaboración propia).*

Debido a las características del inversor, es decir, por la corriente máxima que soporta el inversor, se conectarán los módulos necesarios en serie y posteriormente estos conectarlos en paralelo.

A continuación, se calculan las tensiones y corrientes, máximas y mínimas generadas por el arreglo fotovoltaico, con el propósito de verificar que el inversor soporte y pueda operar de manera eficiente.

#### **4.4.5. Corrección de tensión de los módulos fotovoltaicos a temperaturas de trabajo.**

Antes de hacer cualquier cálculo se debe considerar que todos los datos de los módulos se encuentran bajo condiciones estándar (a 25 °C y 1000 W/m<sup>2</sup>), por lo que es preciso pasar dichas unidades a condiciones extremas que se presentan en la práctica.

Para ello se consideran temperaturas mínima y máxima de los módulos las cuales serán 0 °C y 70 °C, respectivamente. Para calcular las tensiones de los módulos a esas temperaturas se utiliza la siguiente expresión:

$$V_{(0^{\circ}\text{C})} = V_{(25^{\circ}\text{C})} + \textit{coeficiente de temperatura de } V_{(0\text{C})} * (0 - 25) \quad \text{ECU. N}^{\circ} \text{ 4.13}$$

$$V_{(70^{\circ}\text{C})} = V_{(25^{\circ}\text{C})} + \textit{coeficiente de temperatura de } V_{(0\text{C})} * (70 - 25) \quad \text{ECU. N}^{\circ} \text{ 4.14}$$

Los datos son tomados del módulo fotovoltaico según la tabla 4.8 que fue seleccionado para la instalación.

**A. Tensión máxima en el punto de máxima potencia.**

Según las ecuaciones 4.13 se tiene:

$$V_{(0^{\circ}\text{C})} = 37.92 + (-0.3) * \frac{37.92}{100} * (0 - 25)$$

$$V_{(0^{\circ}\text{C})} = 40.76 \text{ v}$$

**B. Tensión mínima en el punto de máxima potencia.**

Según las ecuaciones 4.14 se tiene:

$$V_{(70^{\circ}\text{C})} = 37.92 + (-0.3) * \frac{37.92}{100} * (70 - 25)$$

$$V_{(70^{\circ}\text{C})} = 32.80 \text{ v}$$

**C. Tensión máxima en circuito abierto.**

Según las ecuaciones 4.13 se tiene:

$$V_{a(0^{\circ}\text{C})} = 46.98 + (-0.3) * \frac{46.98}{100} * (0 - 25)$$

$$V_{a(0^{\circ}\text{C})} = 50.50 \text{ v}$$

**D. Corriente de corto circuito máximo.**

Por seguridad tomaremos 1.25 veces mayor a la corriente Isc del módulo fotovoltaico:

$$I_{(cc)} = 1.25 * I_{(sc)}$$

ECU. N° 4.15

$$I_{(cc)} = 1.25 * 8.95$$

$$I_{(cc)} = 11.2625 \text{ A}$$

#### 4.4.6. Arreglo del módulo fotovoltaico.

Debemos tomar en cuenta cuantos paneles en serie se tendrá y cuantos en paralelo para que los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico estén dentro de los rangos eléctricos limitados por el inversor seleccionado, a primera instancia se tiene:

$$N_{(ps)} = \frac{\text{Entrada inversor}}{V_{\text{max. circuito abierto}}}$$

ECU. N° 4.16

Donde:

$N_{(ps)}$ : Es el número de módulos máximos en serie.

Entrada inversor : Tensión de entrada en DC del inversor (Máx. DC voltaje).

$V_{\text{máx.}}$ : Tensión máxima en circuito abierto del módulo ( $V_a(0^\circ\text{C})$ )

Remplazando se tiene:

$$N_{(ps)} = \frac{1000}{50.50}$$

$$N_{(ps)} = 19.80 \approx 20 \text{ módulos}$$

20 módulos conectados en serie es la cantidad máxima admisible para el conexionado, en vista que necesitamos un total de 84 módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda máxima, no obstante, según criterio técnico conectaremos 6 filas de módulos fotovoltaicos y cada fila contendrá 14 paneles en serie, he ahí la repartición que cumplirá con la suma de los 84 paneles. Ahora bien, las tensiones de salida del arreglo fotovoltaico para los 14 módulos en serie serán las siguientes, ver tabla 4.10:

**Tabla 4.10** Tabla resumen del arreglo fotovoltaico.

DESCRIPCIÓN		PARAMETROS
Tensión máxima en el punto de máxima potencia.	$V(0^\circ\text{C})=$	14* 40.76 = <b>570.696 V</b>
Tensión mínima en el punto de máxima potencia.	$V(70^\circ\text{C})=$	14* 32.80 = <b>459.211 V</b>
Tensión máxima en circuito abierto.	$V_a(0^\circ\text{C})=$	14* 50.50 = <b>707.049 V</b>
La corriente se suma para los 6SFV .	$I_{cc} =$	6* 11.26 = <b>67.58 A</b>

Fuente: Propia.

#### 4.4.7. Validación y comparación de resultados.

Una vez calculados dichos datos se procederán a la verificación correcta cadena-inversor, para ello se van a comprobar los siguientes puntos, ver tabla 4.11:

**Tabla 4.11** Tabla resumen de validación de resultados.

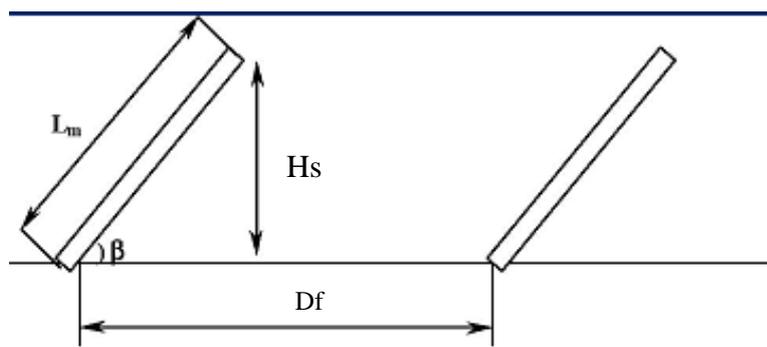
DESCRIPCION	DATO	CONDICION	OBSERVACIÓN
Potencia Total pico del sistema FV ( $P_{total}$ )	27300.0 W	$P_{inv} > 80\%PGFV$	24000 W > 21840 W
Potencia del inversor ( $P_{DCinv}$ )	24000.0 W		DENTRO DEL RANGO
Corriente máxima admisible ( $I_{cc}$ )	67.58A	$I_{cc} < I_{dc}$	67.58 A < 68.00 A
Corriente maxima inversor en DC ( $I_{dc}$ )	68.00A		DENTRO DEL RANGO
Tensión máxima en circuito abierto $V_a(0^\circ C)$	707.05V	$V_a(0^\circ C) < V_{dc}$	707.0 V < 1000.0 V
Tension maxima del inversor en DC ( $V_{dc}$ )	1000.00V		DENTRO DEL RANGO
Tensión mínima en el punto de máxima potencia $V(70^\circ C)$	459.21V	$V(70^\circ C) > V_{DCmin}$	459.2 V > 450.0 V
Tension minima de entrada en DC ( $V_{DCmin}$ )	450.00V		DENTRO DEL RANGO
Tensión máxima en el punto de máxima potencia $V(0^\circ C)$	570.70V	$V(0^\circ C) < V_{DCmax}$	570.7 V < 800.0 V
Tension maxima de entrada en DC ( $V_{DCmax}$ )	800.00V		DENTRO DEL RANGO

Fuente: Propia.

Una vez realizada la verificación de dichos resultados quedará definido el inversor; comprobando que el inversor operará sin ningún problema, también se comprueba que el inversor contenga transformador, su forma de onda de salida sea sinusoidal y modo de funcionamiento anti-isla.

#### 4.4.8. Cálculo de la distancia entre filas consecutivas ( $D_f$ ).

Para conseguir un buen funcionamiento de los módulos fotovoltaicos conviene que su superficie quede libre de sombras. En este caso ni la arquitectura de las construcciones ni sus alrededores, afectan en cuanto a la producción de sombras. Es la propia colocación de los módulos entre filas consecutivas la que influye. Para evitar sombras proyectadas de una fila a otra se calculará la distancia mínima de separación:



**Figura 4.9** Distancia ente módulos fotovoltaicos.

Fuente: Propia.

Según la fórmula:

$$D_f = (L_m * \cos\beta^\circ) + \frac{L_m * \sin\beta^\circ}{\text{tg}H_s} \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 4.17}$$

Donde:

$D_f$  = Distancia mínima entre 2 filas consecutivas, en metros m.

$L_m$  = Longitud del módulo fotovoltaico en metros m = 1.956 m.

$\beta$  = Inclinación del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal de montaje  
= 20°

$H_s$  = Altura solar, es decir, ángulo complementario entre módulo fotovoltaico y plano horizontal de montaje. ( $H = 90^\circ - \beta$ ) = 75°

Remplazando de tiene:

$D_f = 2.08$  m.

#### 4.4.9. Selección de conductores.

El cableado de las series fotovoltaicas se dimensiono tomando en cuenta los conductores unipolares de cobre, de 0,6/1 kV y aislamiento de polietileno reticulado de diferentes capacidades de corriente a llevar.

La intensidad máxima transportada en cada serie corresponde a la corriente de corto circuito del panel solar ( $I_{sc}$ ) sobredimensionada al 125%, por lo que la intensidad de cálculo queda definida en la figura 4.9:

Utilizando la siguiente tabla:

**Tabla 4.12** *Tabla de capacidades de corriente según calibre.*

SECCIÓN DE CABLE	INTENSIDAD MÁXIMA
0.5 mm <sup>2</sup>	6 A
0.75 mm <sup>2</sup>	9 A
1.0 mm <sup>2</sup>	11 A
1.5 mm <sup>2</sup>	14 A
2.0 mm <sup>2</sup>	16 A
2.5 mm <sup>2</sup>	20 A
4.0 mm <sup>2</sup>	28 A
6.0 mm <sup>2</sup>	37 A
8.0 mm <sup>2</sup>	48 A
10.0 mm <sup>2</sup>	53 A
16.0 mm <sup>2</sup>	75 A
25.0 mm <sup>2</sup>	100 A
35.0 mm <sup>2</sup>	125 A
50.0 mm <sup>2</sup>	160 A

*Fuente: Fabricante catálogo (Elaboración propia).*

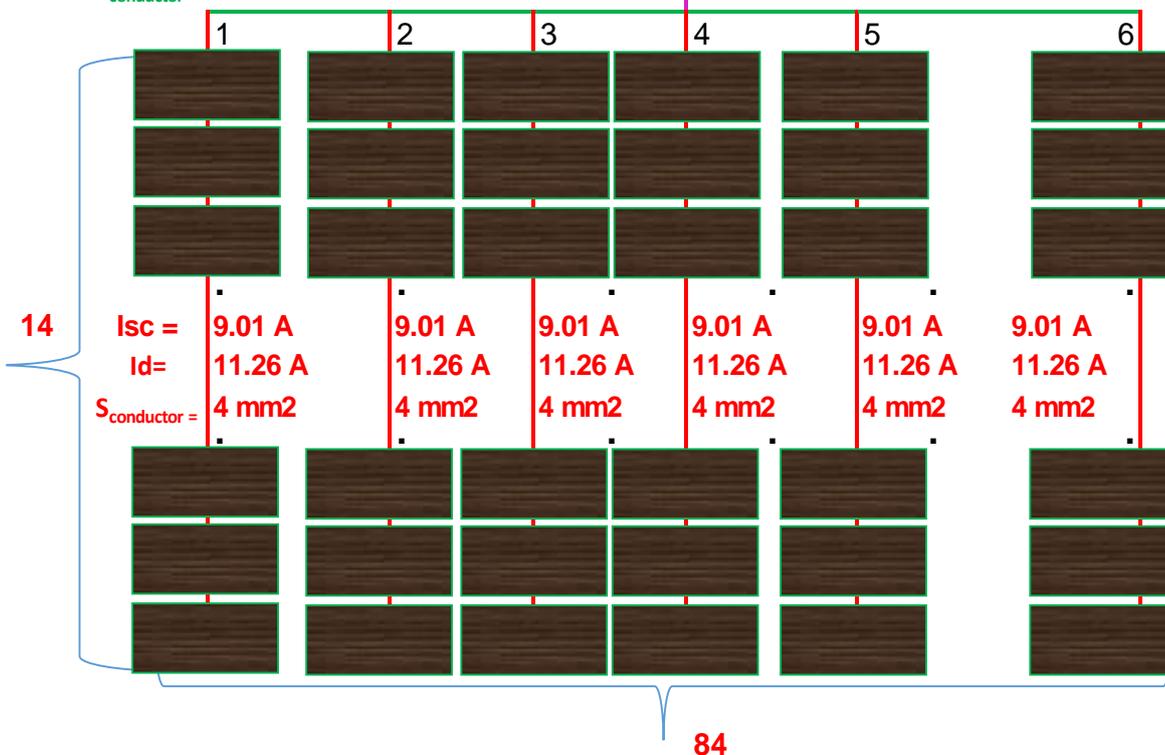
## DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

Se tiene el siguiente esquema:

la sección de cada conductor se selecciona según la capacidad de corriente que pueda llevar, esto según la tabla de ampacidades.



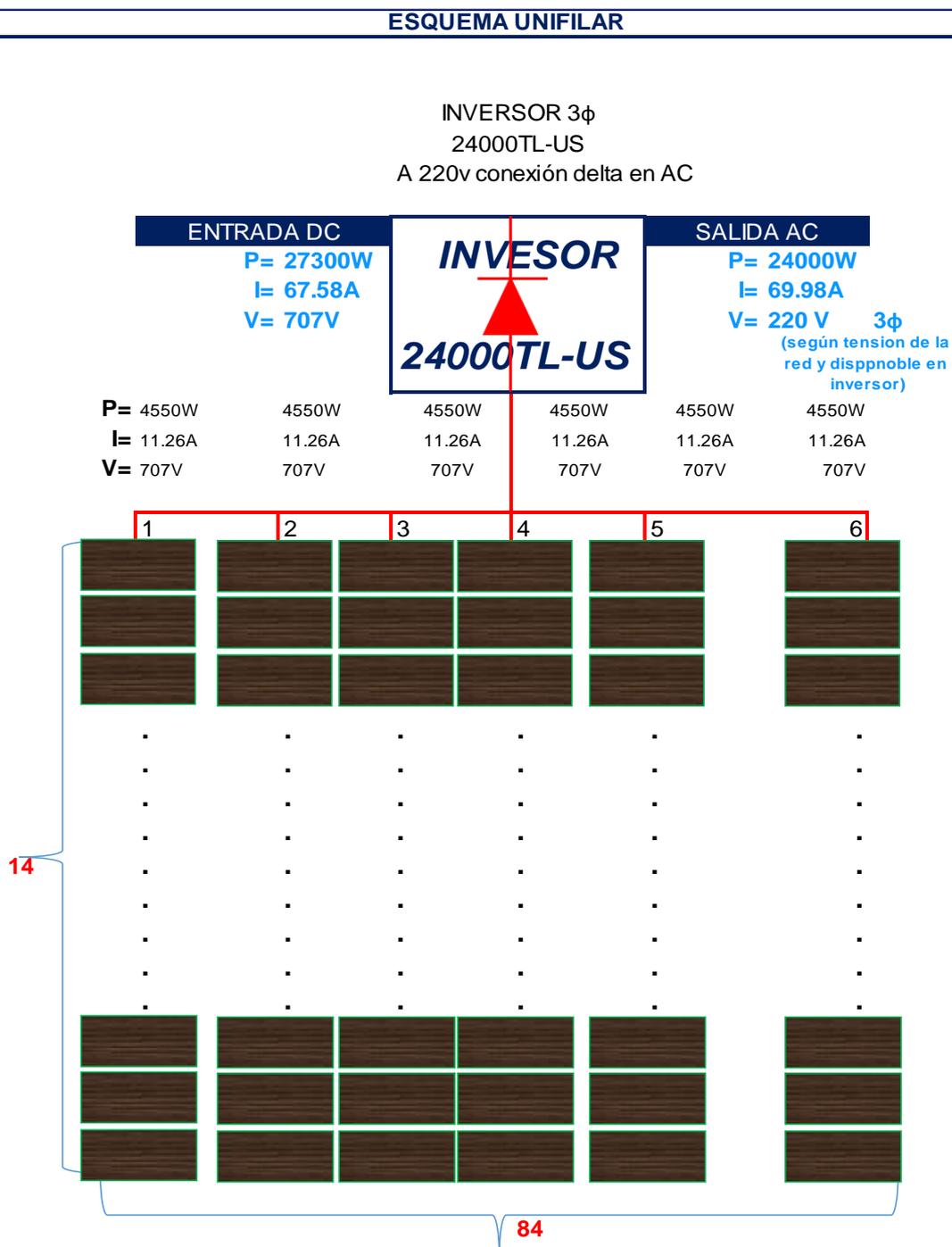
$I_{sc} = 27.03 \text{ A}$   
 $I_d = 33.79 \text{ A}$   
 $S_{conductor} = 6 \text{ mm}^2$



**Figura 4.10** Cálculo de la sección de conductores según el diagrama unifilar.  
Fuente: Propia.

#### 4.4.10. Esquema unifilar.

A continuación, mostramos el esquema unifilar que se tendrá.



**Figura 4.11** Esquema unifilar.

Fuente: Propia

#### 4.4.11. Cálculo del sistema de protección.

Se tiene:

**Para corriente continua:**

SISTEMA CONTINUO									
	N° PANELES	ISC	Id	V(0°C)	V(70°C)	Va(0°C)	CARACTERÍSTICAS PROTECCIÓN BORNERAS		
STRING 1	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA A
STRING 2	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA B
STRING 3	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA C
STRING 4	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA D
STRING 5	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA E
STRING 6	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA F
	N° PANELES	ISC	Id	V(0°C)	V(70°C)	Va(0°C)	CARACTERÍSTICAS PROTECCIÓN TD - DC		
STRING 1	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-1	<b>15 A - 750 V</b>	
STRING 2	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-2	<b>15 A - 750 V</b>	
STRING 3	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-3	<b>15 A - 750 V</b>	
STRING 4	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-4	<b>15 A - 750 V</b>	
STRING 5	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-5	<b>15 A - 750 V</b>	
STRING 6	14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-6	<b>15 A - 750 V</b>	
	84	54.06 A	67.58 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC	<b>80 A - 750 V</b>	PRINCIPAL
	84	54.06	67.575	570.696	459.2112	707.049	SPD-DC		PRINCIPAL
				Voltaje de trabajo permanente			Uc = <b>800 Vdc</b>		
				Voltaje máx. instantaneo			Up = <b>1.00 kV</b>		
				Corriente máx. descarga			Imp = <b>20.0 kA</b>		
				Corriente nominal de descarga			In = <b>10.0 kA</b>		

**Para corriente alterna:**

	PA- INV	IN	Id	V	PARA SISTEMA ALTERNA SISTEMA	CARACTERÍSTICAS PROTECCIÓN TD - AC		
LLEGADA INVERSOR	24000 W	69.98 A	83.98 A	220 V	3 $\phi$	TM-AC	<b>100 A - 230 V</b>	PRINCIPAL
						Dif-AC	<b>30 mA - 230 V</b>	PRINCIPAL
						SPD-AC		
			Voltaje de trabajo permanente				Uc = <b>500 Vdc</b>	
			Voltaje máx. instantáneo				Up = <b>0.5-1 kV</b>	
			Corriente máx. descarga				Imp = <b>20.0 kA</b>	
			Corriente nominal de descarga				In = <b>10.0 kA</b>	
LLEGADA MEDIDOR						TM-AC	<b>100 A - 230 V</b>	PRINCIPAL
ENTRADA MEDIDOR						TM-AC	<b>100 A - 230 V</b>	PRINCIPAL

#### **4.4.12. Detalle de planos según los cálculos justificativos.**

Finalmente, se adjunta los detalles de los planos dibujados según resultados del cálculo, en el siguiente orden:

En el **anexo 4.3**, adjuntamos el plano general de la instalación fotovoltaica.

**Figura 4.12** *Vista frontal orientación del módulo fotovoltaico.*

**Figura 4.13** *Vista frontal del sistema fotovoltaico.*

**Figura 4.14** *Vista frontal de las estructuras y detalles.*

**Figura 4.15** *Vista frontal del arreglo fotovoltaico.*

**Figura 4.16** *Vista frontal conexionado string 1 y 2.*

**Figura 4.17** *Vista frontal conexionado string 3 y 4.*

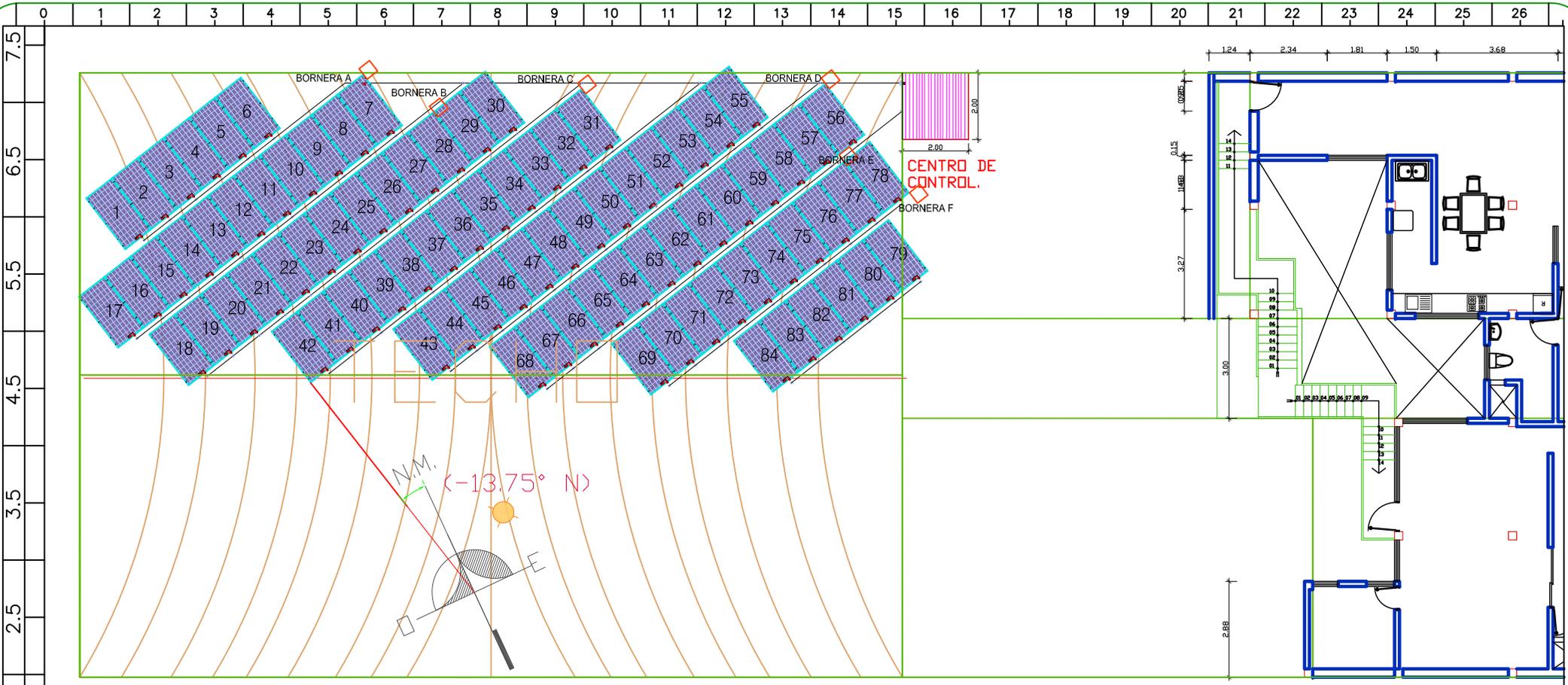
**Figura 4.18** *Vista frontal conexionado string 5 y 6.*

**Figura 4.19** *Diagrama unifilar string 1 al 6.*

**Figura 4.20** *Diagrama unifilar conexionado medidor.*

**Figura 4.21** *Diagrama unifilar sistema de protección.*

**Figura 4.22** *Diagrama unifilar interconexión operativa.*



### PLANTA DE DISTRIBUCION TERCER NIVEL

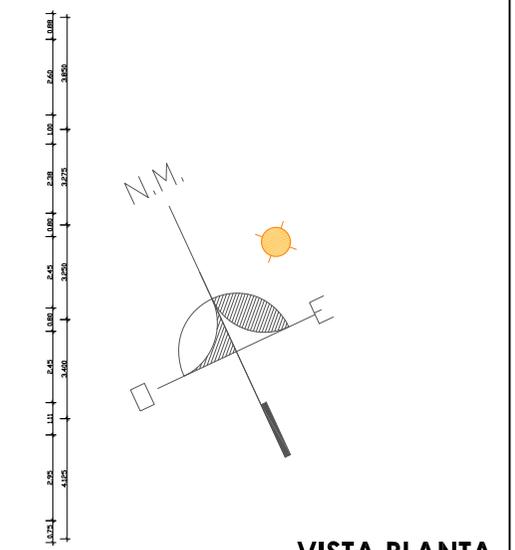
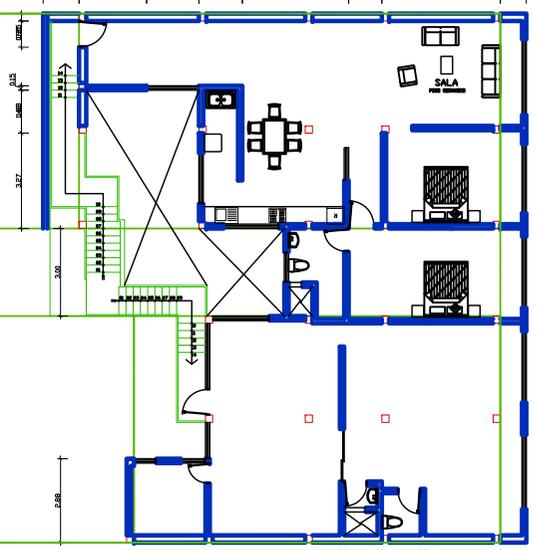
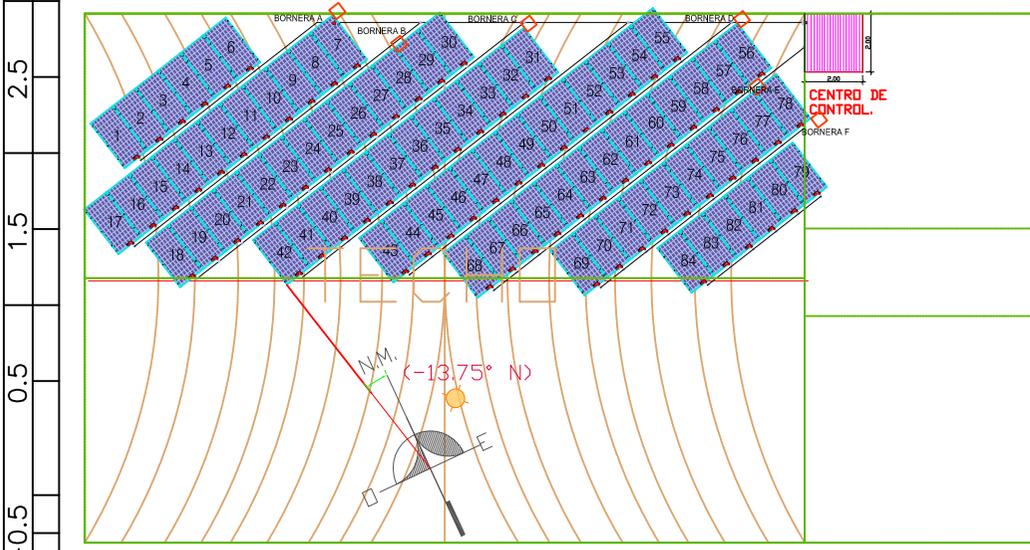
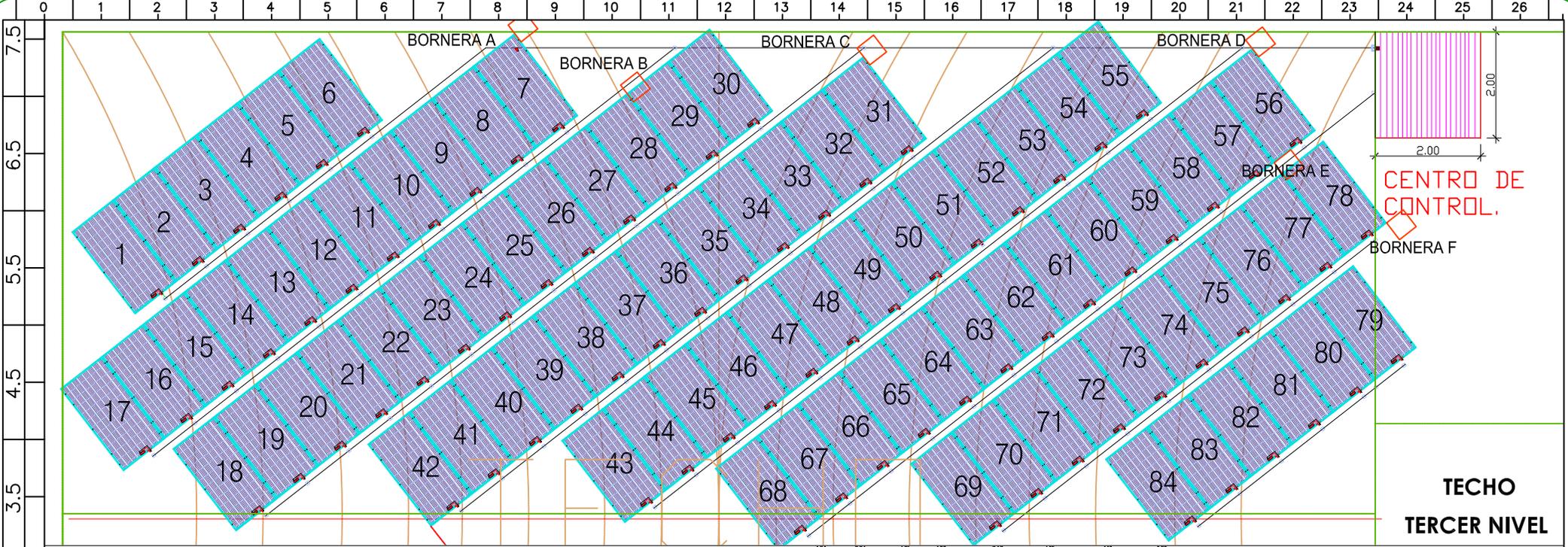
ESC:1/150

AREAS CONSTRUIDAS PARA REVISION DE PASAJE Y AREAS COMUNES (M2)							
	FRACCION 01	FRACCION 02	FRACCION 03	FRACCION 04	FRACCION 05	PASAJE COMUN	TOTAL
AREA DEL TERRENO	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44	75.30	900.00
AREA CONSTRUIDA PRIMER NIVEL	98.55	107.49	96.60	77.62	444.44		824.70
AREA CONSTRUIDA SEGUNDO NIVEL	119.94	103.35	87.12	91.88	444.44		846.73
AREA CONSTRUIDA TERCER NIVEL	196.88						196.88
AREA CONSTRUIDA TOTAL	415.37	210.84	183.72	169.50	888.88		1,868.31
AREA PASAJE COMUN						75.30	75.30

REVISIÓN N°	VOL. N°01	ANEX-N°1.3	ESTADO:	PENDIENTE	DISEÑO:	C.A.P
					SUPERVISOR:	---
					DIBUJO:	C.A.P.
					FECHA:	31/12/2020
					ESC:	INDICADA

PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.  
DETALLE DE LA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA.

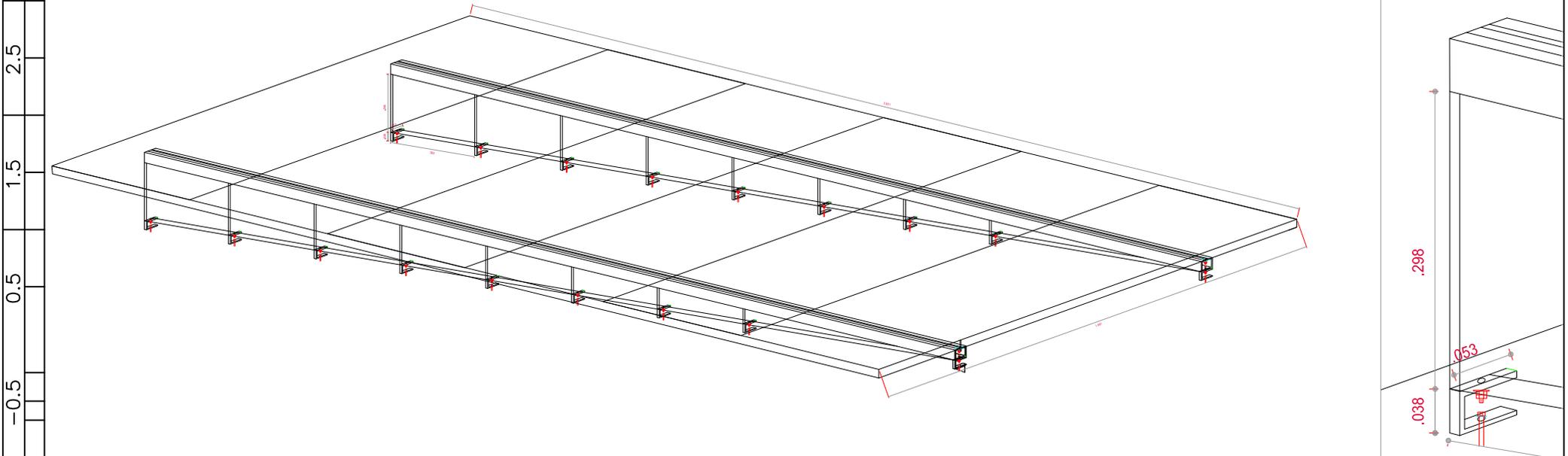
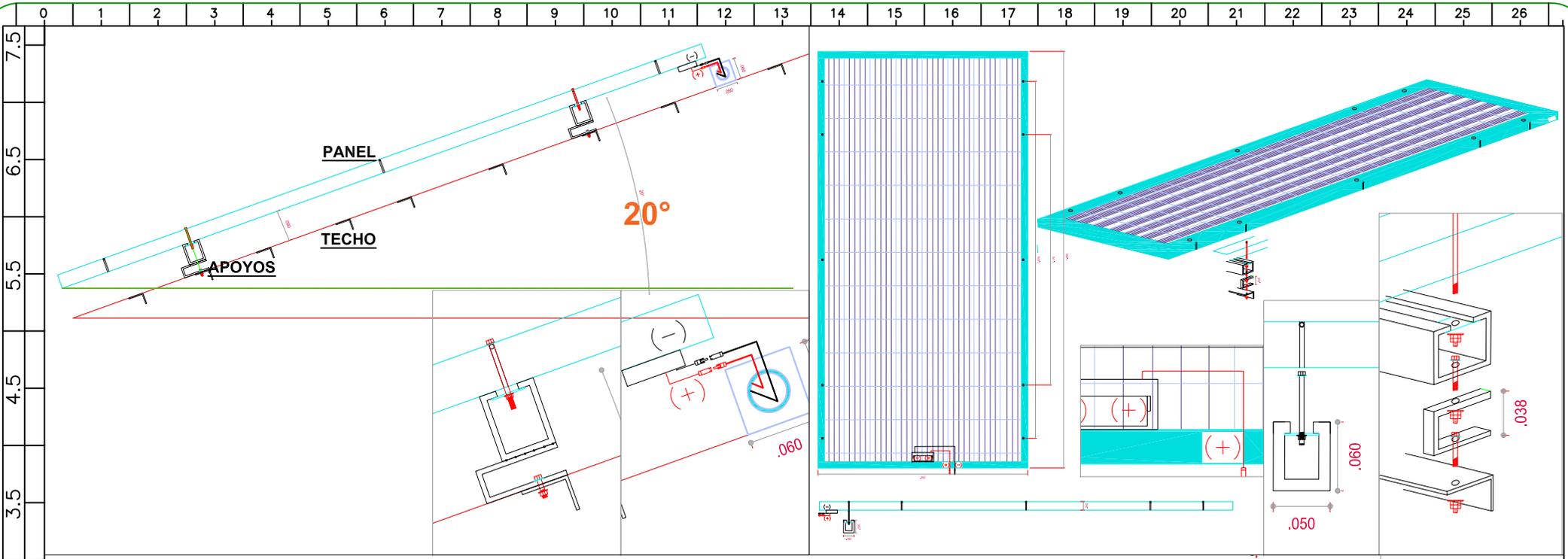
LAMINA N°:  
**FIGURA 4.12**



REVISIÓN N°	VOL. N°01	ANEX-N°4.1	ESTADO:	PENDIENTE	DISEÑO:	V.Q.G Y A.P.E
					SUPERVISOR:	---
					DIBUJO:	V.Q.G Y A.P.E
					FECHA:	30/03/2021
					ESC:	INDICADA

**PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.**  
**DETALLE DE LA INSTALACIÓN FOTVOLTAICA.**

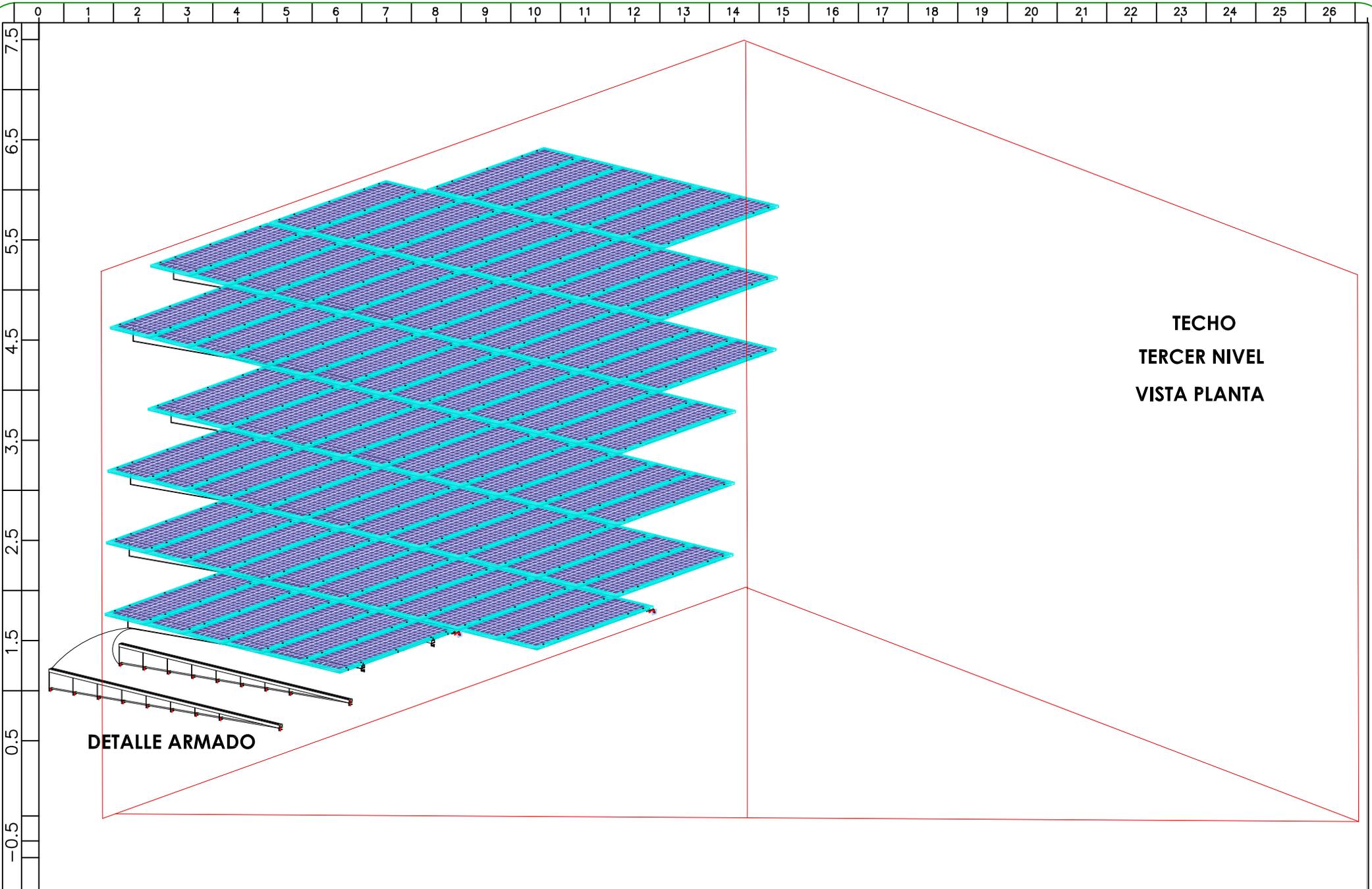
LAMINA N°:  
**FIGURA 4.13**



REVISIÓN N°	ANEXO N° 4.2	ESTADO:	PENDIENTE	DISENO:	V.Q.G Y A.P.E
VOL. N° 01				SUPERVISOR:	---
				DIBUJO:	V.Q.G Y A.P.E
				FECHA:	30/03/2021
				ESC:	INDICADA

**PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.**  
**DETALLE DE LOS MÓDULOS FOTVOLTAICOS Y ESTRUCTURAS**

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.14**



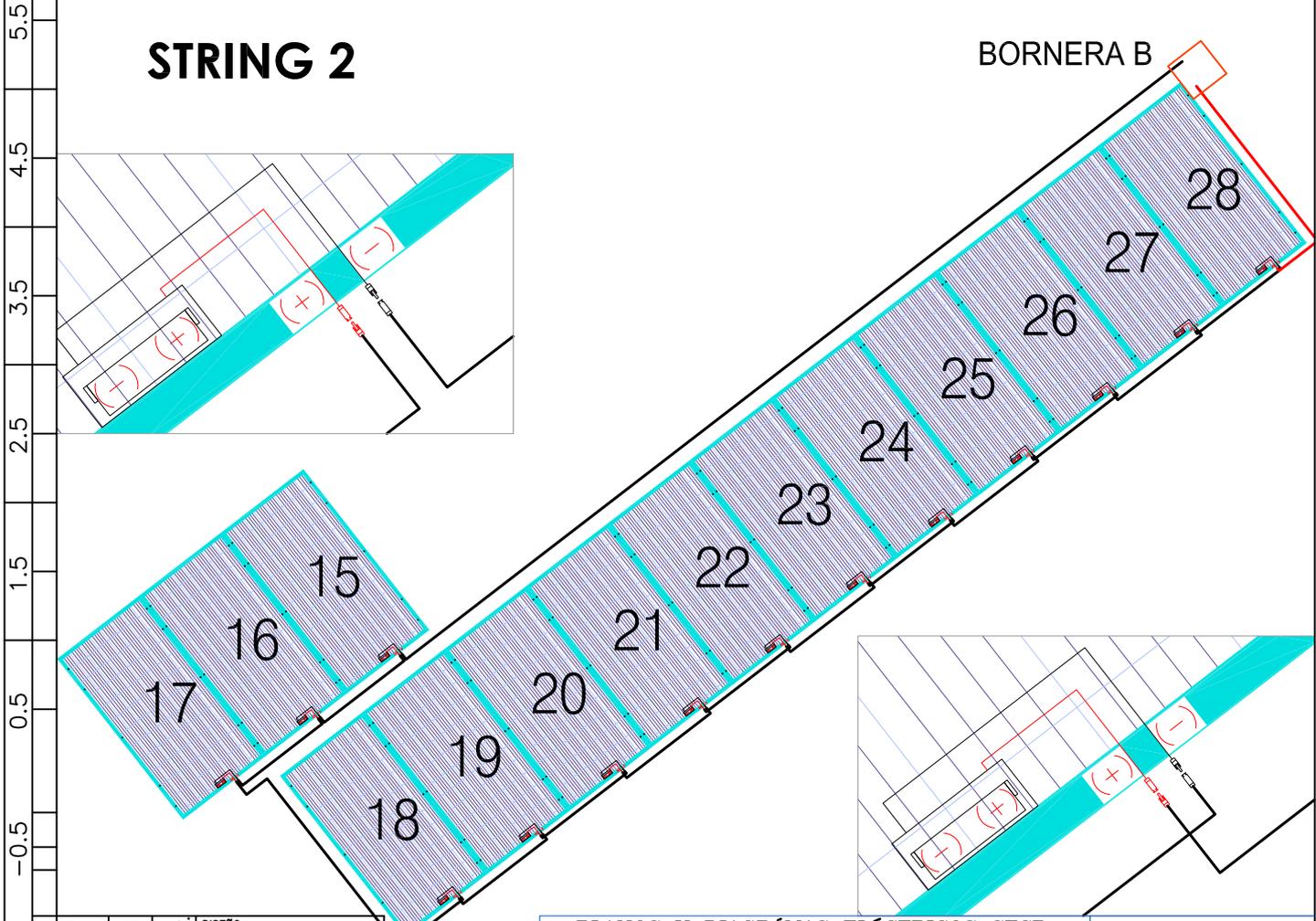
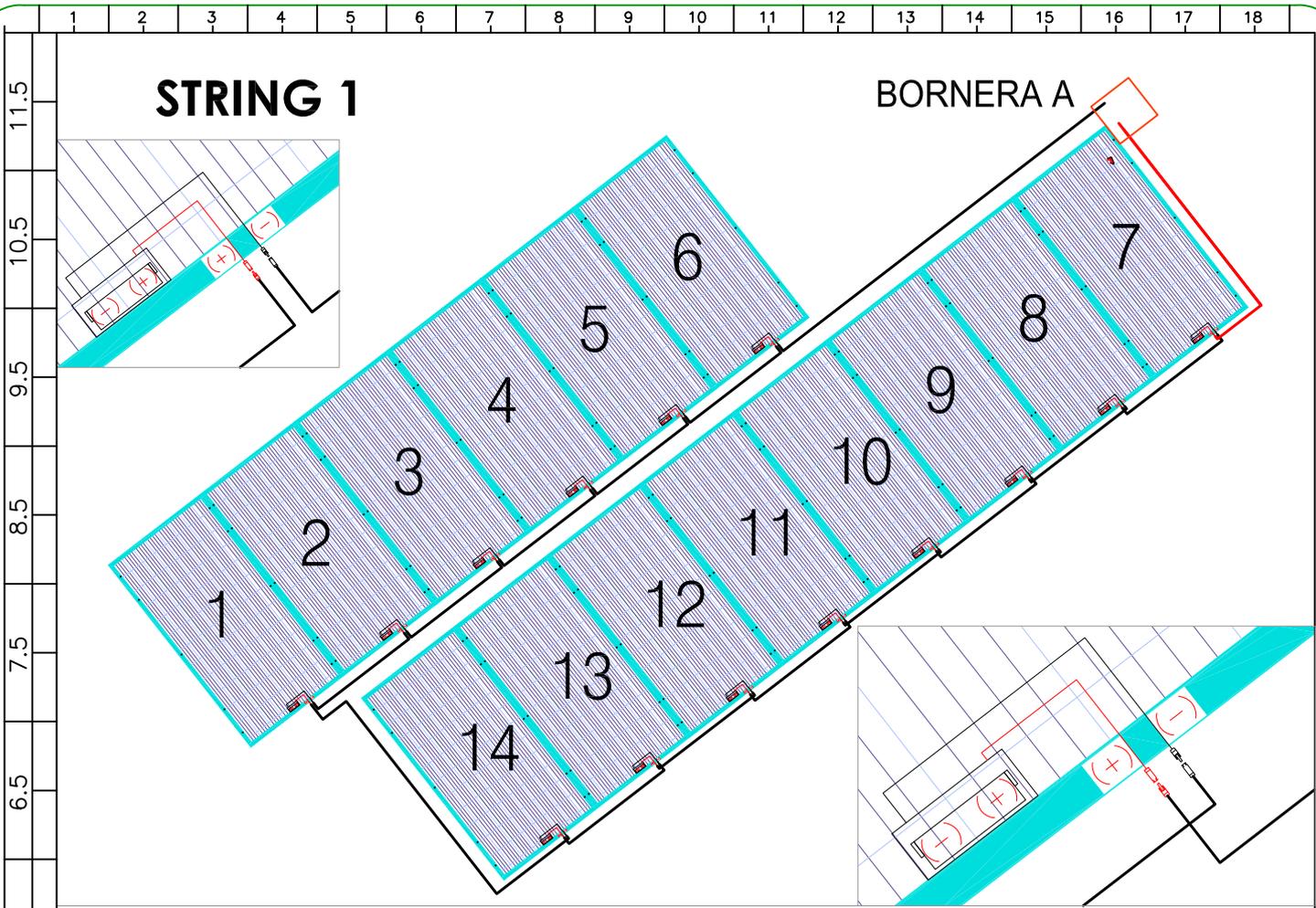
TECHO  
 TERCER NIVEL  
 VISTA PLANTA

DETALLE ARMADO

REVISIÓN N°	DISEÑO: V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01	SUPERVISOR: ---
ANEX-N°4.2	DIBUJO: V.Q.G Y A.P.E
ESTADO:	FECHA: 30/03/2021
PENDIENTE:	ESC: INDICADA

PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.  
 DETALLE DE LA INSTALACIÓN  
 FOTOVOLTAICA, VISTA PLANTA

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.15**



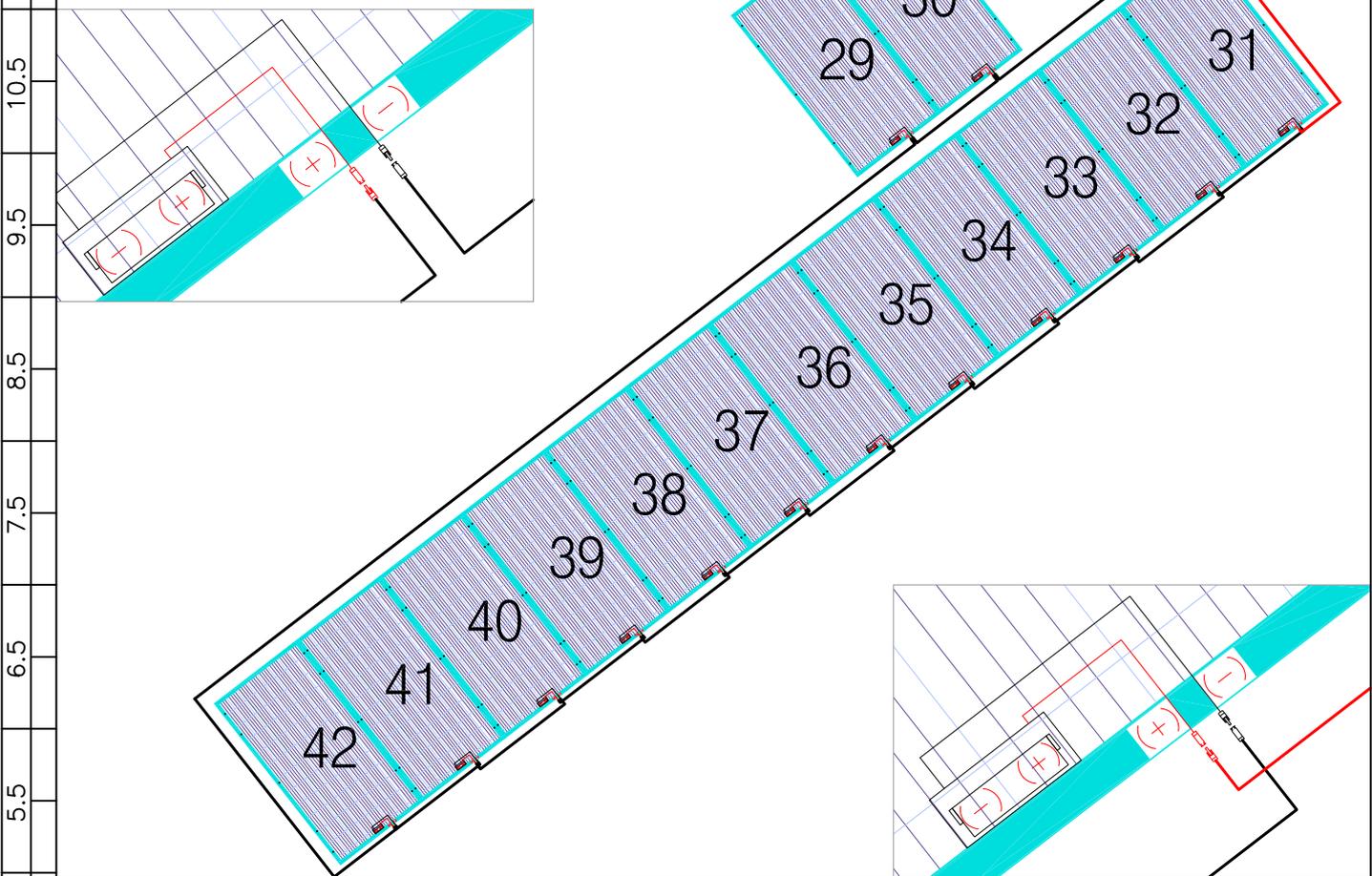
REVISIÓN N°	ANEX-N°4.3	ESTADO:	DISEÑO: V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01		PENDIENTE:	SUPERVISOR: ---
			DIBUJO: V.Q.G Y A.P.E
			FECHA: 31/12/2020 ESC: INDICADA

PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.  
 DETALLE DEL CONEXIONADO DE LOS  
 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS STRING 1 Y 2.

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.16**

# STRING 3

BORNERA C



# STRING 4

BORNERA D

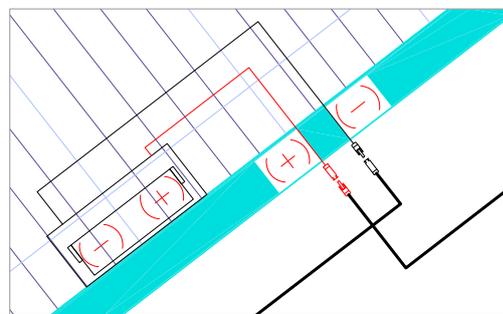
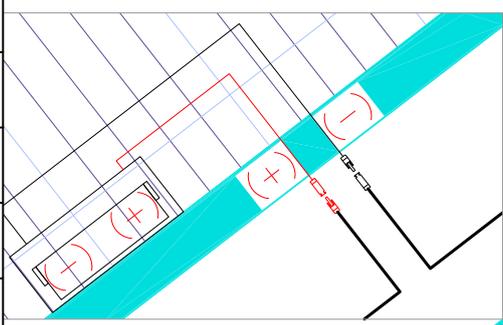
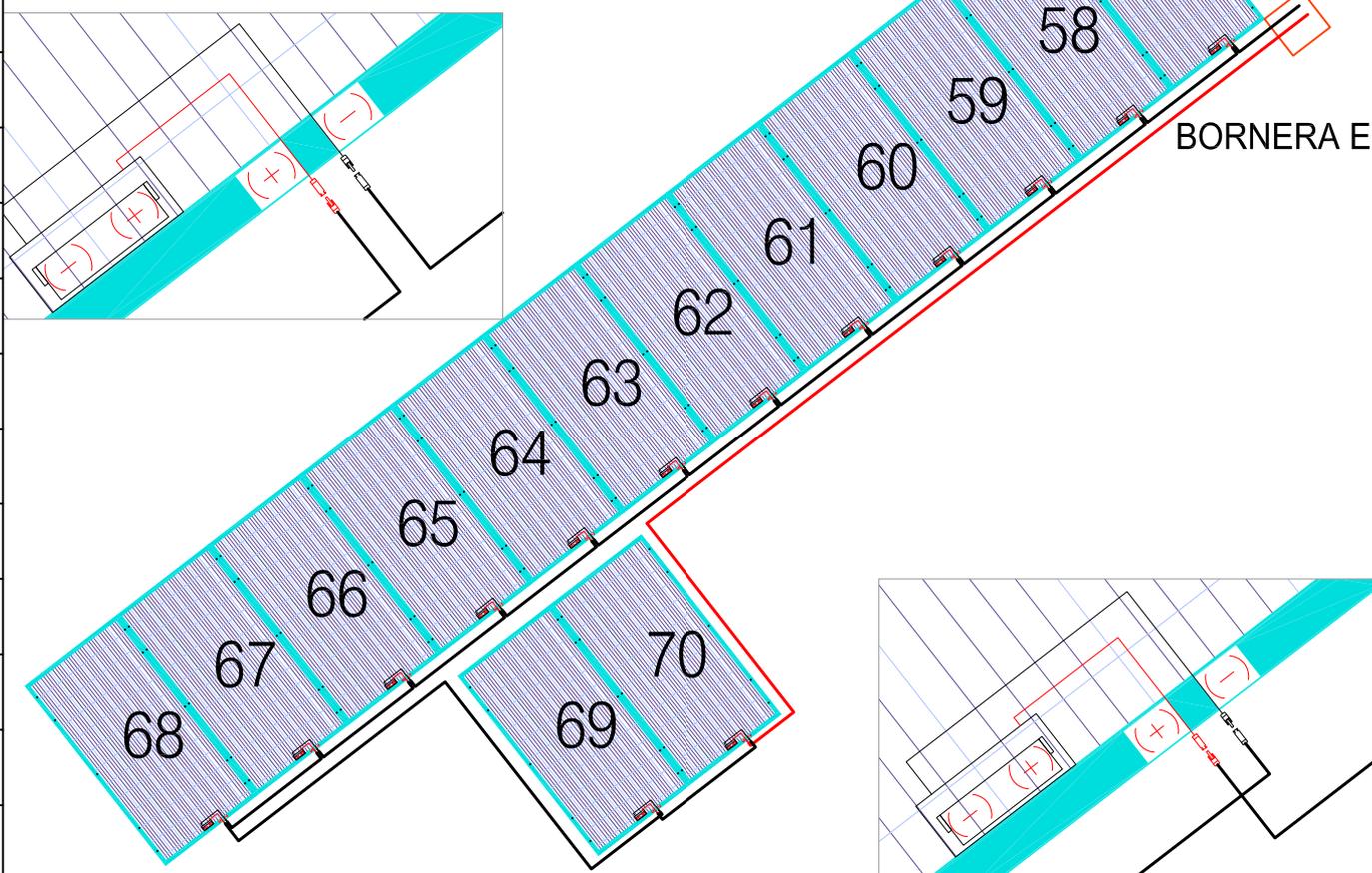


REVISIÓN N°	DISEÑO: V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01	SUPERVISOR: ----
ANEX-N°4.4	DIBUJO: V.Q.G Y A.P.E
ESTADO: PENDIENTE	FECHA: 31/12/2020
	ESC: INDICADA

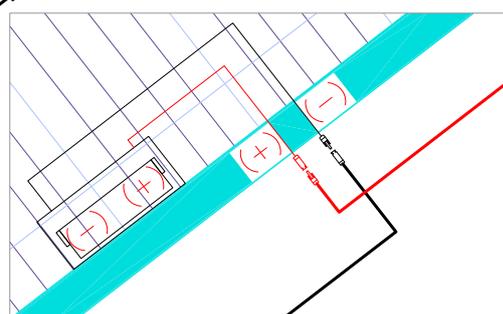
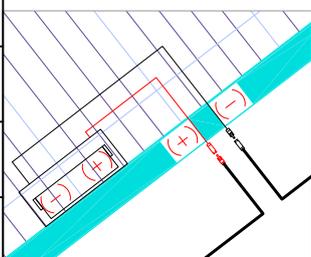
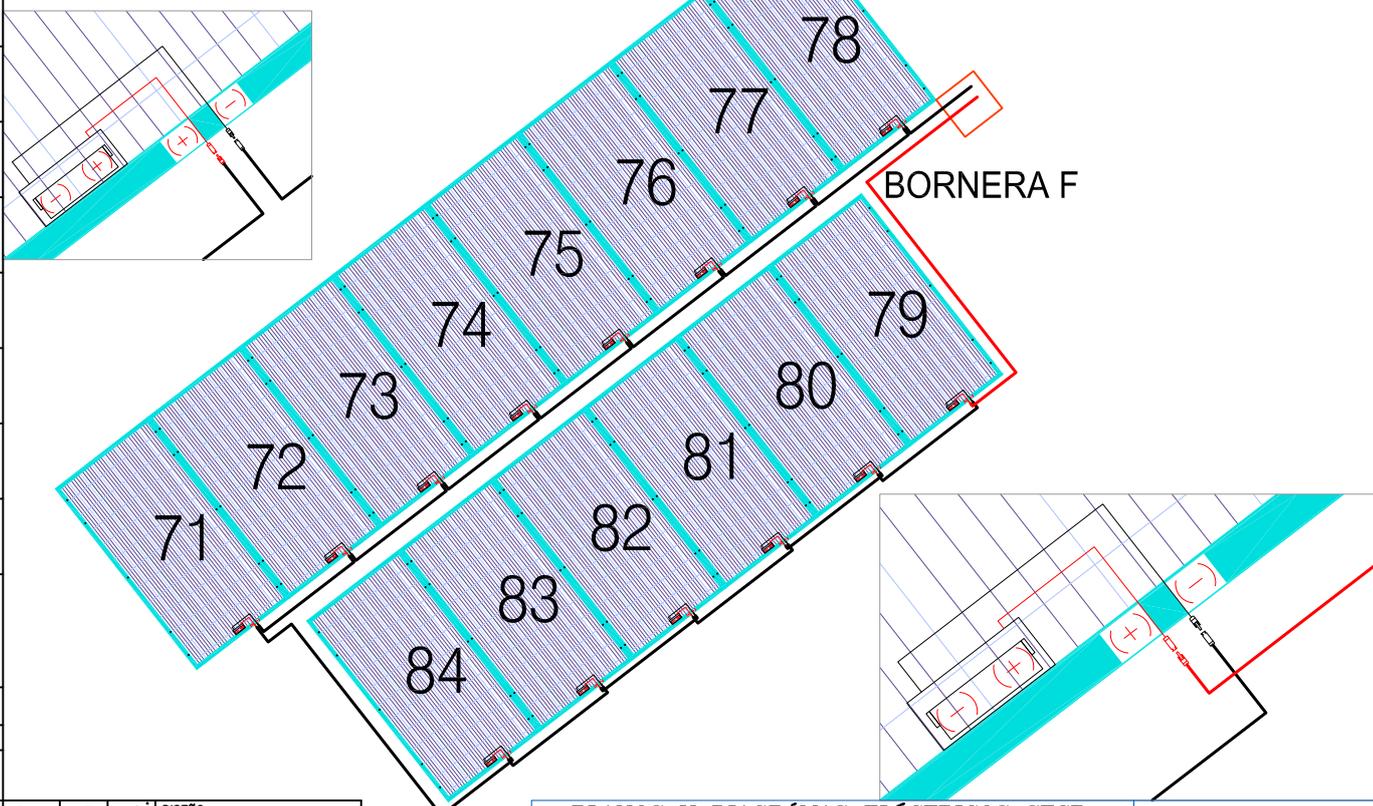
PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.  
 DETALLE DEL CONEXIONADO DE LOS  
 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS STRING 3 Y 4.

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.17**

# STRING 5



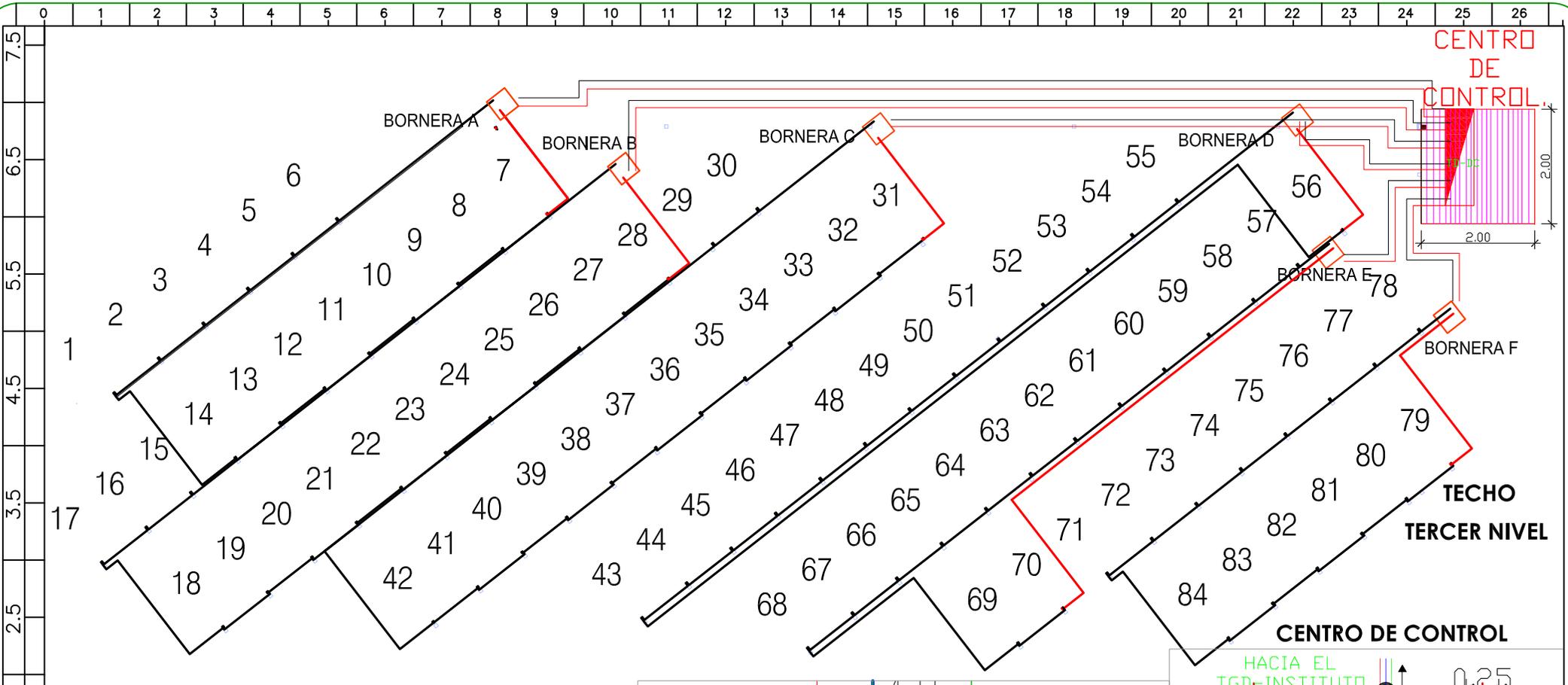
# STRING 6



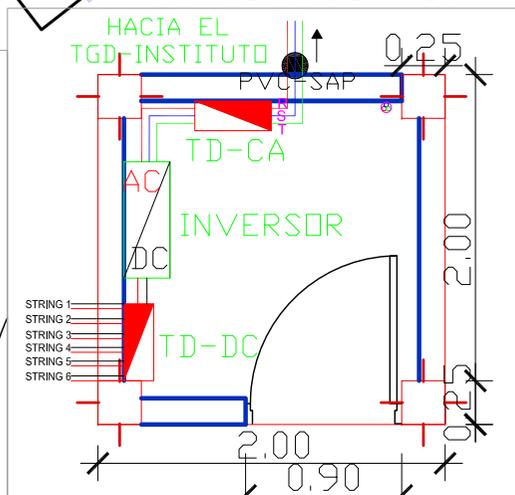
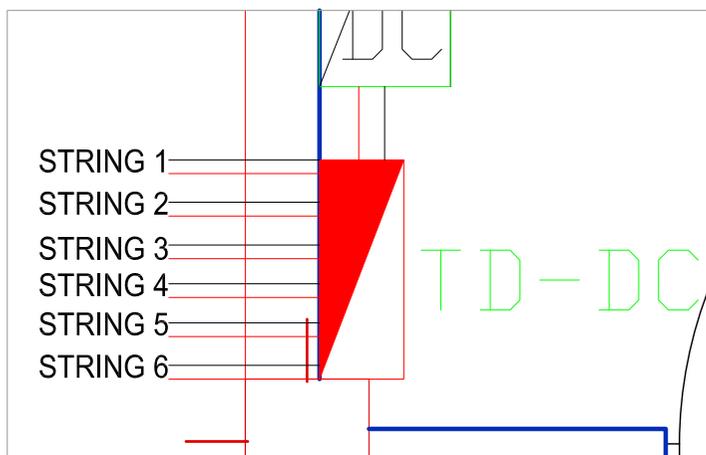
REVISIÓN N°	ANEX-N°4.5	ESTADO:	DISEÑO: V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01		PENDIENTE:	SUPERVISOR: ----
			DIBUJO: V.Q.G Y A.P.E
			FECHA: 31/12/2020 ESC: INDICADA

PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.  
 DETALLE DEL CONEXIONADO DE LOS  
 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS STRING 5 Y 6.

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.18**



STRING	BORNERA	N° PANELES
1	A	1 AL 14
2	B	15 AL 28
3	C	29 AL 42
4	D	43 AL 56
5	E	57 AL 70
6	F	71 AL 84

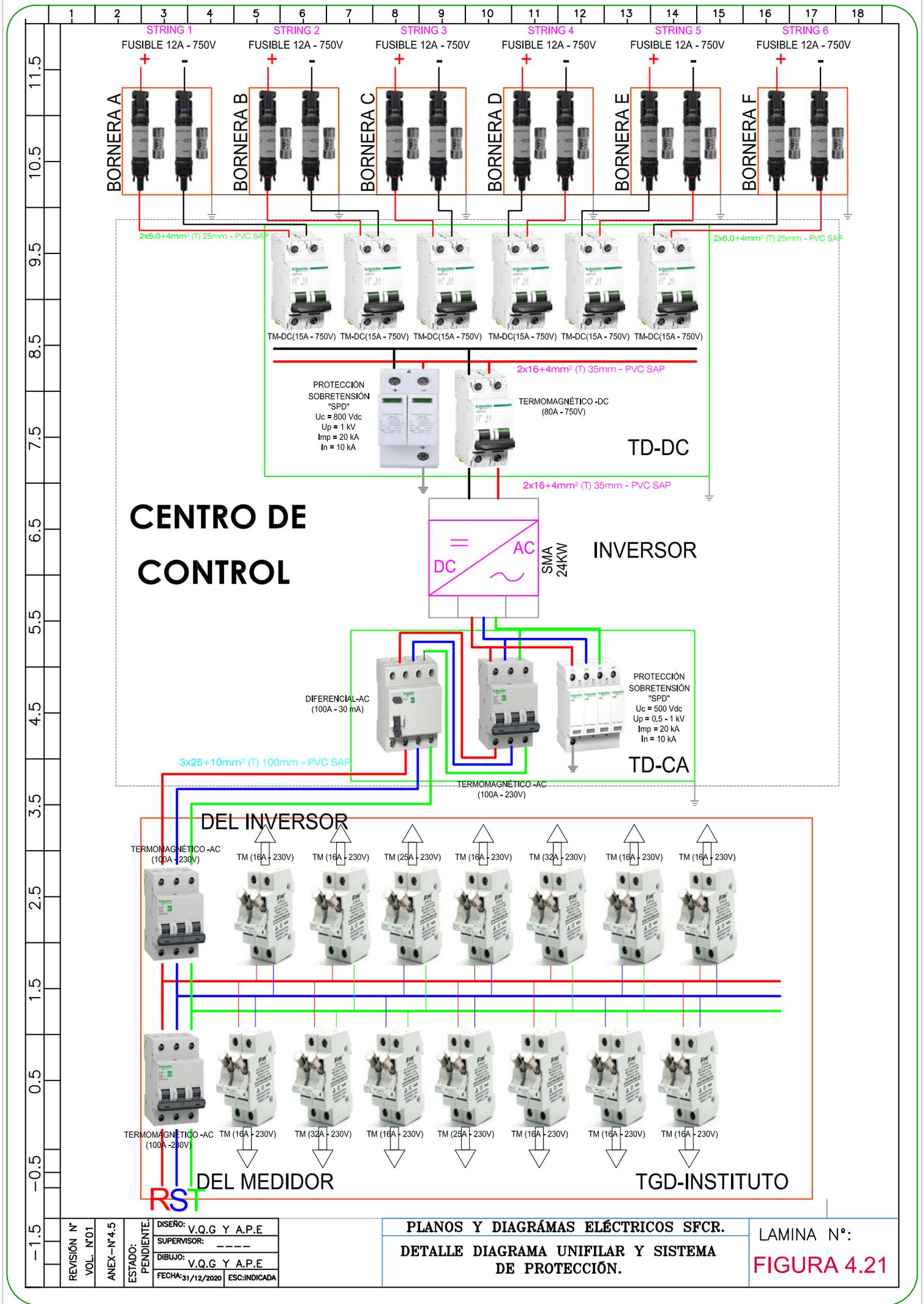


REVISIÓN N°	ANEX-N°4.6	ESTADO:	PENDIENTE	DISENO:	V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01				SUPERVISOR:	---
				DIBUJO:	V.Q.G Y A.P.E
				FECHA:	30/03/2021
				ESC:	INDICADA

**PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.**  
**DETALLE DEL CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR STRING.**

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.19**





# CENTRO DE CONTROL

INVERSOR

DEL INVERSOR

DEL MEDIDOR

TGD-INSTITUTO

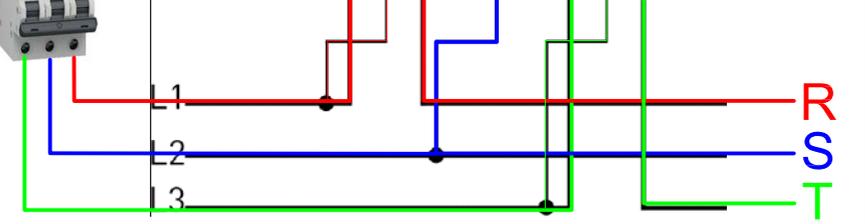
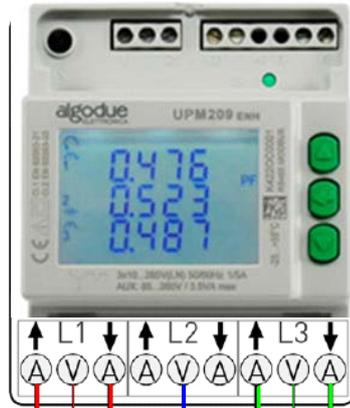
REVISIÓN N°	DISEÑO: V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01	SUPERVISOR: - - - -
ANEX-N°4.5	DIBUJO: V.Q.G Y A.P.E
ESTADO: PENDIENTE	FECHA: 31/12/2020
	ESC: INDICADA

PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.  
 DETALLE DIAGRAMA UNIFILAR Y SISTEMA DE PROTECCIÓN.

LAMINA N°:  
**FIGURA 4.21**

MEDIDOR BIDIRECCIONAL  
100A / 230V / 3F

DE LA RED  
DO - 05  
NODO BT.  
N° 007456  
TERMOMAGNÉTICO -AC  
(100A - 230V)



3x25+10mm<sup>2</sup> (T) 100mm - PVC SAP

HACIA EL  
TGD-INSTITUTO

CAJATOMA ELSE

F°G°  
PE

RED ELSE  
DO - 05  
NODO BT.  
N° 007456

RST

Conector Al-Cu  
+ cobertor

220 V - 3F

F°G° CLASE  
PESADA

HACIA EL MEDIDOR

PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS SFCR.

DETALLE DIAGRAMA DEL MEDICOR Y RED  
DE INTERCONEXIÓN CON ELSE

LAMINA N°:

FIGURA 4.22

REVISIÓN N°	DISEÑO: V.Q.G Y A.P.E
VOL. N°01	SUPERVISOR: ----
ANEX-N°4.5	DIBUJO: V.Q.G Y A.P.E
ESTADO: PENDIENTE	FECHA: 31/12/2020
	ESC: INDICADA

## 4.5. Control Operacional de la Eficiencia Energética.

### 4.5.1. Propuesta de eficiencia en las luminarias existentes.

Las alternativas para hacer uso eficiente de la energía no se limitan a las tecnologías aplicadas a los artefactos de uso final. En rigor, estos artefactos integran, generalmente, un sistema que deberá ser estudiado en su totalidad. Por lo tanto, se puede aumentar la eficiencia en algún otro componente del sistema que constituye la conversión energética para satisfacer un servicio. Estos otros componentes se denominan elementos asociados y pueden ser activos o pasivos. Los sistemas de control, también, pueden jugar un papel importante a la hora de disminuir los consumos.

Según los diagnósticos realizados y en vista que el consumo que prevalece en el instituto Blue Ribbon Internacional, es la iluminación con un 61.0388%, propondríamos que las luminarias existentes sean remplazadas por la tecnología led y así bajar el consumo eléctrico y posteriormente en sus tarifaciones y que constituye otra alternativa que ha conseguido disminuir significativamente la necesidad energética, según el cuadro 3.6 del capítulo 3, a continuación volvemos a mostrar, pero esta vez con la alternativa led asignándole una potencia de 14 W en remplazo al de 36 W.

**Cuadro 4.1** Porcentaje del consumo eléctrico propuesto según el tipo de carga.

Ítems	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	POTENCIA PLACA EN	TOTAL, POTENCIA EN	TIEMPO DE USO AL DÍA	TIEMPO DE USO AL MES	TOTAL ENERGÍA EN Wh	TOTAL ENERGÍA EN Wh
1	CONGELADORA	2	400	800	9 Horas /día	270	216000	13.9324%
2	LICUADORAS	4	350	1400	10 mín/día	5	7000	0.4515%
3	COCINA 1	4	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	0.0000%
4	BATIDORA	6	78	468	15 mín/día	7.5	3510	0.2264%
5	REFRIGERADORA	2	375	750	8 Horas /día	240	180000	11.6104%
6	Horno microondas	2	1200	2400	15 mín/día	7.5	18000	1.1610%
7	COCINA 2	2	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	0.0000%
8	ALUMBRADO FLUORESCENTE	215	14	3010	6.5 Horas /día	195	586950	37.8595%
9	TOMACORRIENTE	225	-	3230	0.5 Horas /día	15	48450	3.1251%
11	COMPUTADORAS	5	300	1500	4.5 Horas /día	135	202500	13.0617%
12	CAÑON MULTIMEDIA	1	498	498	3h/4vec/sem	48	23904	1.5419%
13	FOTOCOPIADORAS	1	900	900	3h/2vec/sem	24	21600	1.3932%
14	IMPRESORAS	2	490	980	2.5 Horas /día	75	73500	4.7409%
15	EXPRIMIDORES DE CITRICOS	3	30	90	10 mín/día	5	450	0.0290%
16	TOSTADORA	1	1000	1000	3h/2vec/sem	24	24000	1.5480%
17	TV COLOR	2	300	600	6 Horas /día	180	108000	6.9662%
18	CAFETERA	1	200	200	10 mín/día	5	1000	0.0645%
19	ESTEREO MUSICAL	1	75	75	3 Horas /día	90	6750	0.4354%
20	LAPTOP	3	35	105	9 Horas /día	270	28350	1.8286%
21	SCANNER	1	150	150	5 mín/día	2.5	375	0.0242%
22	RESERVA	2	-	1500	-	-	-	0.0000%
TOTAL =			6395.00 W 6.40 kW	19656.00 W 19.66 kW	- -	- -	1550339.00 Wh 1550.34 kWh	100.00%

Fuente: Propia.

Según los resultados la energía consumida baja significativamente, antes consumía al mes una energía de 1509.3 kWh que representaba el 61.0388% y con la propuesta consumiría una energía de 586.94 kWh al mes que representa un 37.8495% con una diferencia de 922.35 kWh – mes.

#### 4.5.2. Estimación de las pérdidas con propuesta por energías anual.

Según el cuadro 4.1, la cantidad de los equipos de iluminación Led remplazados son de 215 con una potencia de 14 W por unidad, haciendo un total de 3.010 kW, según datos del fabricante la eficiencia de los equipos Led es de 123 Lum/W, esto significa que: de los 14 W, 14 W son aprovechados netamente en iluminación eficiente, 0.001 W son las pérdidas por calentamiento o efecto Joule.

Por otra parte, reducir las pérdidas técnicas por efecto Joule en la totalidad de los conductores remplazados por la marca INDECO del tipo THW, calibres según requerimiento por circuito, ya que estas tienen una mejor eficiencia al calentamiento.

En la tabla 4.15, se detalla las pérdidas anuales estimadas y facturadas con propuesta, suponiendo el cambio que se hizo para el mismo periodo de estudio y a fin de comparación, se obtuvo una reducción mayor al 50% en pérdidas, con eficiencia de hasta el 98.723%.

La eficiencia por años se muestra en la tabla 4.13, calculados a partir de la tabla 4.15.

**Tabla 4.13** Estimación del rendimiento anual por consumo eléctrico con propuesta.

AÑO	EFICIENCIA ANUAL POR CONSUMO ELÉCTRICO CON PROPUESTA.			
	CEA - ANUAL ENERGÍA FACTURADA	TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS ENERGÍA ANUAL	PORCENTAJE EFICIENCIA ANUAL
2003	5293.00 kWh	2.81 kW	67.37 kWh	98.711%
2004	6046.00 kWh	3.21 kW	76.95 kWh	98.713%
2005	8292.00 kWh	4.40 kW	105.53 kWh	98.717%
2006	8653.00 kWh	4.59 kW	110.13 kWh	98.717%
2007	11606.00 kWh	6.15 kW	147.71 kWh	98.720%
2008	11886.00 kWh	6.30 kW	151.28 kWh	98.720%
2009	12276.00 kWh	6.51 kW	156.24 kWh	98.720%
2010	11774.00 kWh	6.24 kW	149.85 kWh	98.720%
2011	8966.00 kWh	4.75 kW	114.11 kWh	98.718%
2012	8177.00 kWh	4.34 kW	104.07 kWh	98.717%
2013	4756.00 kWh	2.52 kW	60.53 kWh	98.709%
2014	7282.00 kWh	3.86 kW	92.68 kWh	98.715%
2015	11547.00 kWh	6.12 kW	146.96 kWh	98.720%
2016	14926.00 kWh	7.92 kW	189.97 kWh	98.721%
2017	18198.00 kWh	9.65 kW	231.61 kWh	98.722%
2018	18283.00 kWh	9.70 kW	232.69 kWh	98.722%
2019	18603.00 kWh	9.87 kW	236.77 kWh	98.723%
2020	10741.00 kWh	5.70 kW	136.70 kWh	98.719%

Fuente: Propia.

**Tabla 4.14** *Estimación de las pérdidas técnicas del instituto con propuesta.*

ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ANUALES CON PROPUESTA									
AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	CPA- ANUAL	PÉRDIDAS EFECTO JOULE Cond.	PÉRDIDAS ILUMINACIÓN	TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS ENERGÍA ANUAL	PAGO ANUAL PÉRDIDAS	PORCENTAJE DE REDUCCIÓN
2003	S/ 2320.910	5293.00 kWh	220.54 kW	2.81 kW	0.001 kW	2.81 kW	67.37 kWh	S/ 29.54	64.74%
2004	S/ 2753.490	6046.00 kWh	251.92 kW	3.21 kW	0.001 kW	3.21 kW	76.95 kWh	S/ 35.04	63.23%
2005	S/ 3984.400	8292.00 kWh	345.50 kW	4.40 kW	0.001 kW	4.40 kW	105.53 kWh	S/ 50.71	59.96%
2006	S/ 4275.690	8653.00 kWh	360.54 kW	4.59 kW	0.001 kW	4.59 kW	110.13 kWh	S/ 54.42	59.56%
2007	S/ 5667.440	11606.00 kWh	483.58 kW	6.15 kW	0.001 kW	6.15 kW	147.71 kWh	S/ 72.13	57.03%
2008	S/ 5941.560	11886.00 kWh	495.25 kW	6.30 kW	0.001 kW	6.30 kW	151.28 kWh	S/ 75.62	56.84%
2009	S/ 6482.250	12276.00 kWh	511.50 kW	6.51 kW	0.001 kW	6.51 kW	156.24 kWh	S/ 82.50	56.59%
2010	S/ 5856.960	11774.00 kWh	490.58 kW	6.24 kW	0.001 kW	6.24 kW	149.85 kWh	S/ 74.54	56.91%
2011	S/ 4599.810	8966.00 kWh	373.58 kW	4.75 kW	0.001 kW	4.75 kW	114.11 kWh	S/ 58.54	59.23%
2012	S/ 4427.050	8177.00 kWh	340.71 kW	4.34 kW	0.001 kW	4.34 kW	104.07 kWh	S/ 56.34	60.10%
2013	S/ 2587.600	4756.00 kWh	198.17 kW	2.52 kW	0.001 kW	2.52 kW	60.53 kWh	S/ 32.93	66.01%
2014	S/ 4639.050	7282.00 kWh	303.42 kW	3.86 kW	0.001 kW	3.86 kW	92.68 kWh	S/ 59.04	61.25%
2015	S/ 8259.200	11547.00 kWh	481.13 kW	6.12 kW	0.001 kW	6.12 kW	146.96 kWh	S/ 105.12	57.07%
2016	S/ 11140.910	14926.00 kWh	621.92 kW	7.92 kW	0.001 kW	7.92 kW	189.97 kWh	S/ 141.79	55.20%
2017	S/ 13590.900	18198.00 kWh	758.25 kW	9.65 kW	0.001 kW	9.65 kW	231.61 kWh	S/ 172.98	53.97%
2018	S/ 14058.500	18283.00 kWh	761.79 kW	9.70 kW	0.001 kW	9.70 kW	232.69 kWh	S/ 178.93	53.94%
2019	S/ 15189.200	18603.00 kWh	775.13 kW	9.87 kW	0.001 kW	9.87 kW	236.77 kWh	S/ 193.32	53.84%
2020	S/ 12799.000	10741.00 kWh	447.54 kW	5.70 kW	0.001 kW	5.70 kW	136.70 kWh	S/ 162.90	57.65%

*Fuente: Propia.*

#### **4.5.3. Comparación de energías consumidas en 24 horas, mensual y anual con proyección a 25 años.**

Para este caso, aprovechando la instalación del analizador de redes en el instituto por 24 horas, para ver su consumo y compararlos la energía requerida con la energía disponible con paneles fotovoltaicos, se puede observar que la implementación de una alternativa fotovoltaica como eficiencia energética es atractiva ya que de alguna manera cubre la demanda energética, y que con el pasar de los años estas se van volviendo ahorro significativo, ver cuadro 4.2.

**Cuadro 4.2 Comparación energía requerida y energía solar disponible en 24 horas.**

**ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR 24H DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL**

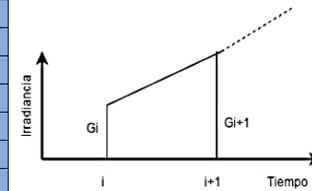
ANÁLISIS CONSUMO DE ENERGÍA DEL INSTITUTO EN 24H						
TRANSFORMADOR 1						
Hora [UTC]	Eptot+		Ptot+			
	(Med) [kWh]	(Min) [kW]	(Med) [kW]	(ProAct) [kW]	(Max) [kW] T1	
00:00	0.117	1.153	1.268	1.268	1.383	
01:00	0.109	1.223	1.198	1.198	1.173	
02:00	0.143	1.995	2.140	2.140	2.285	
03:00	0.107	1.795	2.214	2.214	2.633	
04:00	0.145	1.748	2.286	2.286	2.825	
05:00	1.240	1.720	2.410	2.410	3.100	
06:00	1.886	2.993	4.761	4.761	6.530	
07:00	3.479	3.750	5.053	5.053	6.355	
08:00	5.560	4.855	6.880	6.880	8.905	
09:00	6.919	5.320	7.400	7.400	9.480	
10:00	6.170	4.270	7.221	7.221	10.173	
11:00	5.949	3.898	6.671	6.671	9.445	
12:00	6.314	2.593	4.666	4.666	6.740	
13:00	3.845	2.433	4.505	4.505	6.578	
14:00	1.199	2.415	4.423	4.423	6.430	
15:00	1.151	2.250	4.596	4.596	6.943	
16:00	2.392	3.883	6.426	6.426	8.970	
17:00	5.252	2.291	3.251	3.251	4.210	
18:00	5.570	5.202	6.133	6.133	7.063	
19:00	5.307	6.535	7.148	7.148	7.762	
20:00	5.438	4.063	4.693	4.693	5.323	
21:00	2.289	4.718	7.353	7.353	9.988	
22:00	2.575	3.195	5.734	5.734	8.273	
23:00	1.467	3.088	5.590	5.590	8.093	

74.623

NOTA:  
DATOS OBTENIDOS DEL ANALIZADOR DE REDES  
INSTALADOS POR 24H EN EL INSTITUTO

ANÁLISIS GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN 24H										
ITEM'S	HORAS DEL DIA	IRRADIANCIA EN kW/m2	Rendimiento por panel a 1kW/m2	Plano referencial eje x	HSP (ΣHi) kWh/m2/hora	Potencia generador en KW	rendimiento generador FV %	irradiancia en condiciones estándar (1kW/m2)	Energía producida Ep= kWh/hora	
1	00:00	0.000	0%	0	H <sub>1</sub>	0.000010	0.325	0.80	1.00	0.0002
2	01:00	0.000	0%	0	H <sub>2</sub>	0.000010	0.325	0.80	1.00	0.0002
3	02:00	0.000	0%	0	H <sub>3</sub>	0.000010	0.325	0.80	1.00	0.0002
4	03:00	0.000	0%	0	H <sub>4</sub>	0.000015	0.325	0.80	1.00	0.0003
5	04:00	0.000	0%	0	H <sub>5</sub>	0.000015	0.325	0.80	1.00	0.0003
6	05:00	0.000	0%	0	H <sub>6</sub>	0.066505	0.325	0.80	1.00	1.2714
7	06:00	0.133	13%	0	H <sub>7</sub>	0.187000	0.325	0.80	1.00	3.5751
8	07:00	0.241	24%	0	H <sub>8</sub>	0.288500	0.325	0.80	1.00	5.5155
9	08:00	0.336	34%	0	H <sub>9</sub>	0.367000	0.325	0.80	1.00	7.0163
10	09:00	0.398	40%	0	H <sub>10</sub>	0.420000	0.325	0.80	1.00	8.0296
11	10:00	0.442	44%	0	H <sub>11</sub>	0.446500	0.325	0.80	1.00	8.5362
12	11:00	0.451	45%	0	H <sub>12</sub>	0.451500	0.325	0.80	1.00	8.6318
13	12:00	0.452	45%	0	H <sub>13</sub>	0.443000	0.325	0.80	1.00	8.4693
14	13:00	0.434	43%	0	H <sub>14</sub>	0.416500	0.325	0.80	1.00	7.9627
15	14:00	0.399	40%	0	H <sub>15</sub>	0.366500	0.325	0.80	1.00	7.0068
16	15:00	0.334	33%	0	H <sub>16</sub>	0.294500	0.325	0.80	1.00	5.6303
17	16:00	0.255	26%	0	H <sub>17</sub>	0.208000	0.325	0.80	1.00	3.9765
18	17:00	0.161	16%	0	H <sub>18</sub>	0.080510	0.325	0.80	1.00	1.5392
19	18:00	0.000	0%	0	H <sub>19</sub>	0.000020	0.325	0.80	1.00	0.0004
20	19:00	0.000	0%	0	H <sub>20</sub>	0.000015	0.325	0.80	1.00	0.0003
21	20:00	0.000	0%	0	H <sub>21</sub>	0.000010	0.325	0.80	1.00	0.0002
22	21:00	0.000	0%	0	H <sub>22</sub>	0.000010	0.325	0.80	1.00	0.0002
23	22:00	0.000	0%	0	H <sub>23</sub>	0.000010	0.325	0.80	1.00	0.0002
24	23:00	0.000	0%	0	H <sub>24</sub>	0.000000	0.325	0.80	1.00	0.0000

$$H = \sum_{i=1}^{n-1} \left( \frac{G_i + G_{i+1}}{2} \right) (t_{i+1} - t_i)$$



**ΣHi = HT = HSP= 3.97kWh/m2/día** MIN DISPONIBLE

Enero mas desfavorable

Para obtener la irradiancia en (kWh/m2) por día, es necesario realizar el calculo del area bajo la curva. Por lo cual es necesario realizar aproximaciones de areas trapezoidales punto a punto según la formula aproximada:

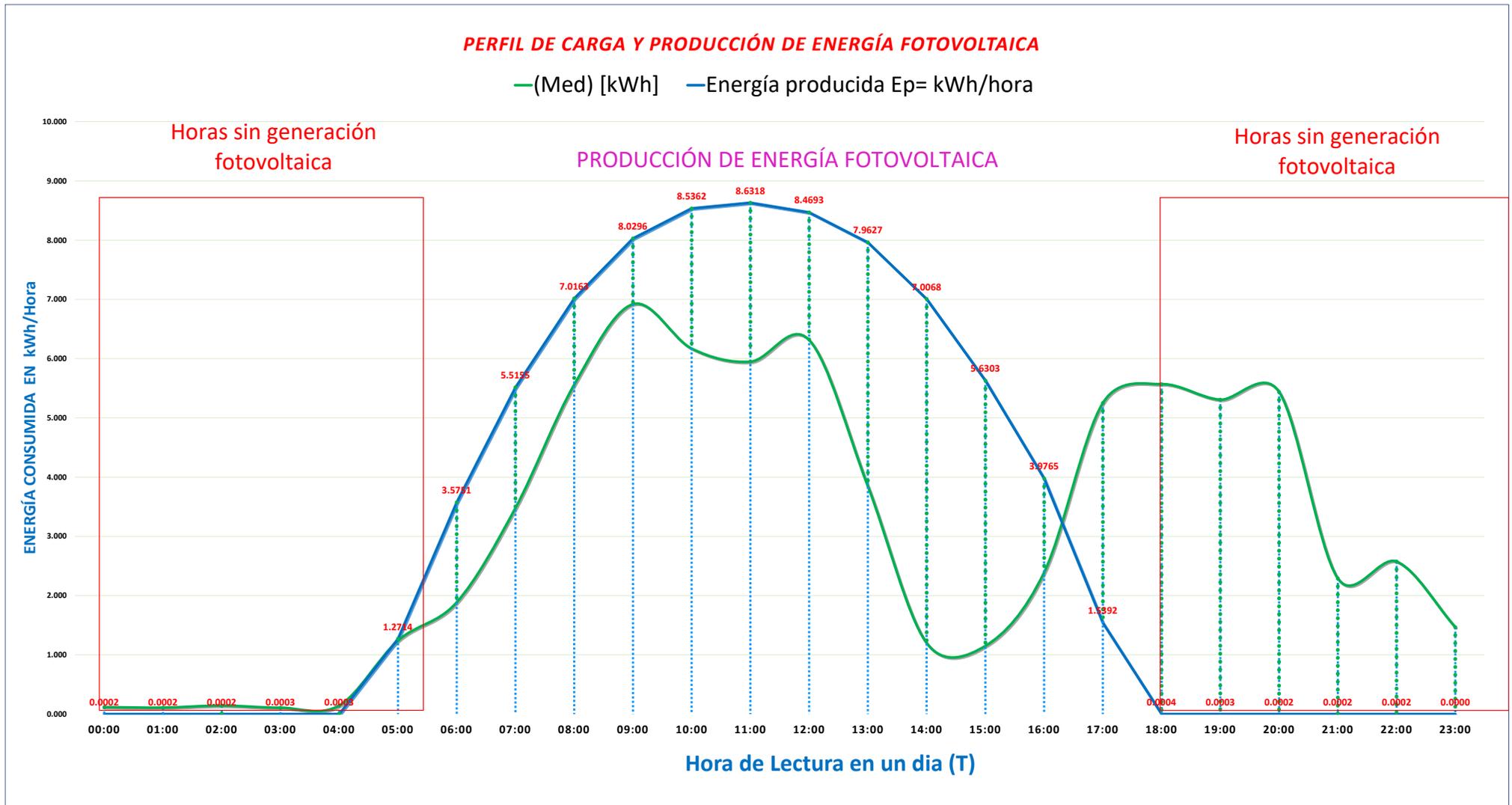
DATA: NASA CENTER

energía consumida = 74.62 kWh/día  
energía producida = 75.89 kWh/día

DIFERENCIA = 1.27 kWh/día **Energía inyectando a la red**

Fuente: Propia.

**Gráfico 4.2** Comparación energía requerida y energía solar disponible en 24 horas.



Fuente: Propia.

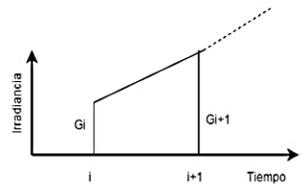
**Cuadro 4.3 Comparación energía requerida y energía solar disponible mensual.**

**ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA MENSUAL (2018) DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL**

ANÁLISIS CONSUMO DE ENERGÍA DEL INSTITUTO EN UN MES					
MES [UTC]	TRANSFORMADOR 1				
	Eptot+ (Med) [kWh]	Ptot+ (Min) [kW] (Med) [kW] (ProAct) [kW] (Max) [kW] T1			
ENERO	1475.000	6.153	6.498	6.498	9.383
FEBRERO	1594.000	6.223	6.510	6.510	9.123
MARZO	1553.000	5.995	6.343	6.343	9.285
ABRIL	1677.000	5.795	6.108	6.108	8.633
MAYO	1589.000	5.748	6.245	6.245	8.825
JUNIO	1362.000	5.720	6.243	6.243	9.100
JULIO	1416.000	2.993	3.885	3.885	7.530
AGOSTO	1496.000	3.750	4.483	4.483	7.355
SETIEMBRE	1583.000	4.855	5.440	5.440	8.905
OCTUBRE	1512.000	5.320	5.820	5.820	9.480
NOVIEMBRE	1497.000	4.270	7.270	7.270	11.173
DICIEMBRE	1529.000	3.898	5.950	5.950	9.445

ANÁLISIS GENERACION FOTOVOLTAICA EN UN AÑO										
ITEM'S	IRRADIANCIA EN kW/m2 DISPONIBLE	IRRADIANCIA EN kW/m2 DISEÑO	Rendimiento por panel a 1kw/m2	Plano referencial eje x	HSP (ΣHi) kWh/m2/mes	Potencia generador en KW	rendimiento generador FV %	irradiancia en condiciones estándar (1kw/m2)	Energía producida Ep= kWh/mes	Energía Disponible Ep= kWh/mes
31 ENERO	3.970	3.472	4%	0	H <sub>1</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	2350.8226
28 FEBRERO	4.100	3.472	4%	0	H <sub>2</sub>	97.211973	0.325	1.00	2123.1095	2192.9132
31 MARZO	4.290	3.472	4%	0	H <sub>3</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	2540.4733
30 ABRIL	4.990	3.472	4%	0	H <sub>4</sub>	104.155686	0.325	1.00	2274.7602	2860.0008
31 MAYO	6.280	3.472	4%	0	H <sub>5</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	3719.8634
30 JUNIO	6.620	3.472	4%	0	H <sub>6</sub>	104.155686	0.325	1.00	2274.7602	3794.8715
31 JULIO	6.600	3.472	4%	0	H <sub>7</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	3909.5141
31 AGOSTO	5.920	3.472	4%	0	H <sub>8</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	3506.5064
30 SETIEMBRE	5.140	3.472	4%	0	H <sub>9</sub>	104.155686	0.325	1.00	2274.7602	2946.0318
31 OCTUBRE	4.860	3.472	4%	0	H <sub>10</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	2878.2885
30 NOVIEMBRE	5.290	3.472	4%	0	H <sub>11</sub>	104.155686	0.325	1.00	2274.7602	3032.0629
31 DICIEMBRE	4.650	3.472	4%	0	H <sub>12</sub>	107.627542	0.325	1.00	2350.5855	2753.8303

$$H = \sum_{i=1}^{n-1} \left( \frac{G_i + G_{i+1}}{2} \right) (t_{i+1} - t_i)$$



**ΣHi = HT = HSP = 1267.23kWh/m2/año** MIN DISPONIBLE

Para obtener la irradiancia en (kWh/m2) por día, es necesario realizar el cálculo del área bajo la curva. Por lo cual es necesario realizar aproximaciones de áreas trapezoidales punto a punto

según la formula aproximada:  
DATA: NASA CENTER

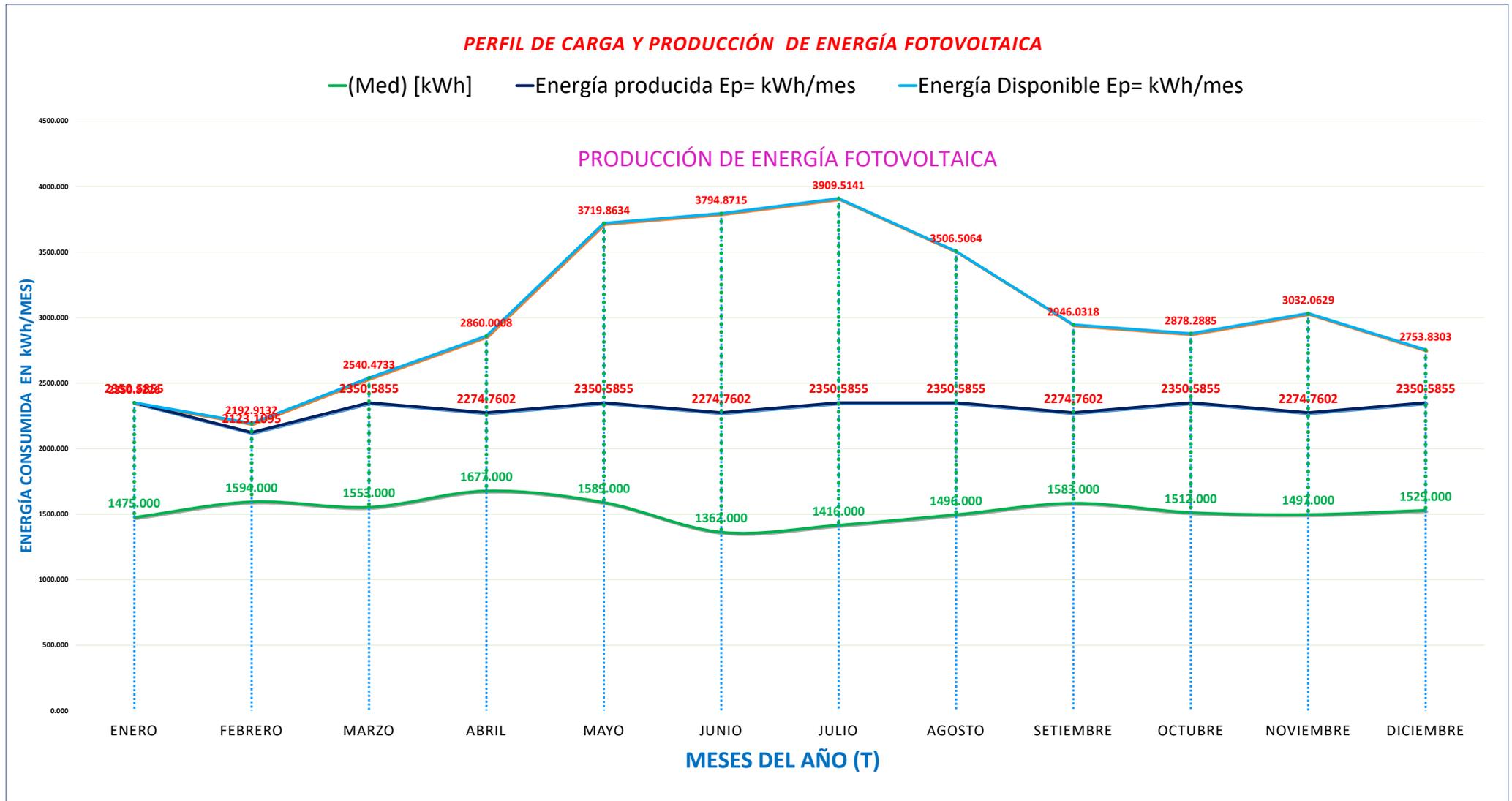


energía consumida = 18,283.00 kWh/año  
energía producida = 27,676.25 kWh/año  
energía producida = 36,485.18 kWh/año

DIFFERENCIA = **9,393.25 kWh/año**  
**18,202.18 kWh/año** **Energía inyectando a la red** DISEÑO DISPONIBLE

Fuente: Propia.

**Gráfico 4.3** Comparación energía requerida y energía solar disponible mensual.



Fuente: Propia.

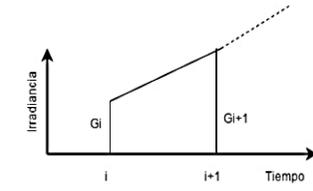
**Cuadro 4.4 Comparación energía requerida y energía solar disponible anual proyectado.**

**ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL (2018 AL 2044) DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL**

ANÁLISIS CONSUMO DE ENERGÍA DEL INSTITUTO EN UN MES					
TRANSFORMADOR 1					
AÑO [UTC]	Eptot+	Ptot+			
	(Med) [kWh]	(Min) [kW]	(Med) [kW]	(ProAct) [kW]	(Max) [kW] T1
2018	18283.000	-	16.88	-	-
2019	10804.000	-	16.88	-	-
2020	6832.000	-	16.88	-	-
2021	7292.449	-	17.133	-	-
2022	7752.897	-	17.390	-	-
2023	8213.346	-	17.651	-	-
2024	8673.794	-	17.916	-	-
2025	9134.243	-	18.185	-	-
2026	9594.691	-	18.457	-	-
2027	10055.140	-	18.734	-	-
2028	10515.588	-	19.015	-	-
2029	10976.037	-	19.300	-	-
2030	11436.485	-	19.590	-	-
2031	11896.934	-	19.884	-	-
2032	12357.382	-	20.182	-	-
2033	12817.831	-	20.485	-	-
2034	13278.279	-	20.792	-	-
2035	13738.728	-	21.104	-	-
2036	14199.176	-	21.420	-	-
2037	14659.625	-	21.742	-	-
2038	15120.074	-	22.068	-	-
2039	15580.522	-	22.399	-	-
2040	16040.971	-	22.735	-	-
2041	16501.419	-	23.076	-	-
2042	16961.868	-	23.422	-	-
2043	17422.316	-	23.773	-	-
2044	17882.765	-	24.130	-	-

ANÁLISIS GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN UN AÑO												
ITEM'S	IRRADIANCIA EN kW/m2 DISPONIBLE	IRRADIANCIA EN kW/m2 DISEÑO	Rendimiento por panel a 1kw/m2	Plano referencial eje x	HSP (ΣHi) kWh/m2/mes		Potencia generador en Kw	rendimiento generador FV %	irradiancia en condiciones estándar	Energía producida Ep= kWh/año	Energía Disponible Ep= kWh/año	
365	2018	3.970	3.472	4%	0	H <sub>1</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	27679.040
365	2019	4.100	3.472	4%	0	H <sub>2</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	28586.190
365	2020	4.290	3.472	4%	0	H <sub>3</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	29912.024
365	2021	4.990	3.472	4%	0	H <sub>4</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	34796.676
365	2022	6.280	3.472	4%	0	H <sub>5</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	43798.392
365	2023	6.620	3.472	4%	0	H <sub>6</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	46170.937
365	2024	6.600	3.472	4%	0	H <sub>7</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	46031.375
365	2025	5.920	3.472	4%	0	H <sub>8</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	41286.285
365	2026	5.140	3.472	4%	0	H <sub>9</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	35843.387
365	2027	4.860	3.472	4%	0	H <sub>10</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	33889.526
365	2028	5.290	3.472	4%	0	H <sub>11</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	36890.098
365	2029	4.650	3.472	4%	0	H <sub>12</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	32424.131
365	2030	3.970	3.472	4%	0	H <sub>13</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	27679.040
365	2031	4.100	3.472	4%	0	H <sub>14</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	28586.190
365	2032	4.290	3.472	4%	0	H <sub>15</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	29912.024
365	2033	4.990	3.472	4%	0	H <sub>16</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	34796.676
365	2034	6.280	3.472	4%	0	H <sub>17</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	43798.392
365	2035	6.620	3.472	4%	0	H <sub>18</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	46170.937
365	2036	6.600	3.472	4%	0	H <sub>19</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	46031.375
365	2037	5.920	3.472	4%	0	H <sub>20</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	41286.285
365	2038	5.140	3.472	4%	0	H <sub>21</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	35843.387
365	2039	4.860	3.472	4%	0	H <sub>22</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	33889.526
365	2040	5.290	3.472	4%	0	H <sub>23</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	36890.098
365	2041	4.650	3.472	4%	0	H <sub>24</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	32424.131
365	2042	3.970	3.472	4%	0	H <sub>25</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	27679.040
365	2043	4.100	3.472	4%	0	H <sub>26</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	28586.190
365	2044	4.290	3.472	4%	0	H <sub>27</sub>	1267.227511	0.325	0.80	1.00	27676.25	29912.024

$$H = \sum_{i=1}^{n-1} \left( \frac{G_i + G_{i+1}}{2} \right) (t_{i+1} - t_i)$$



**ΣHi = HT= HSP= 34215.14kWh/m2/año** MIN DISPONIBLE

NOTA:  
DATOS OBTENIDOS DEL PRONOSTICO CALCULADO AL 2044

Para obtener la irradiancia en (kWh/m2) por día, es necesario realizar el cálculo del área bajo la curva. Por lo cual es necesario realizar aproximaciones de áreas trapezoidales punto a punto

según la formula aproximada:  
DATA: NASA CENTER

DIFERENCIA = **409,237.16 kWh/año**  
**622,771.81 kWh/año**

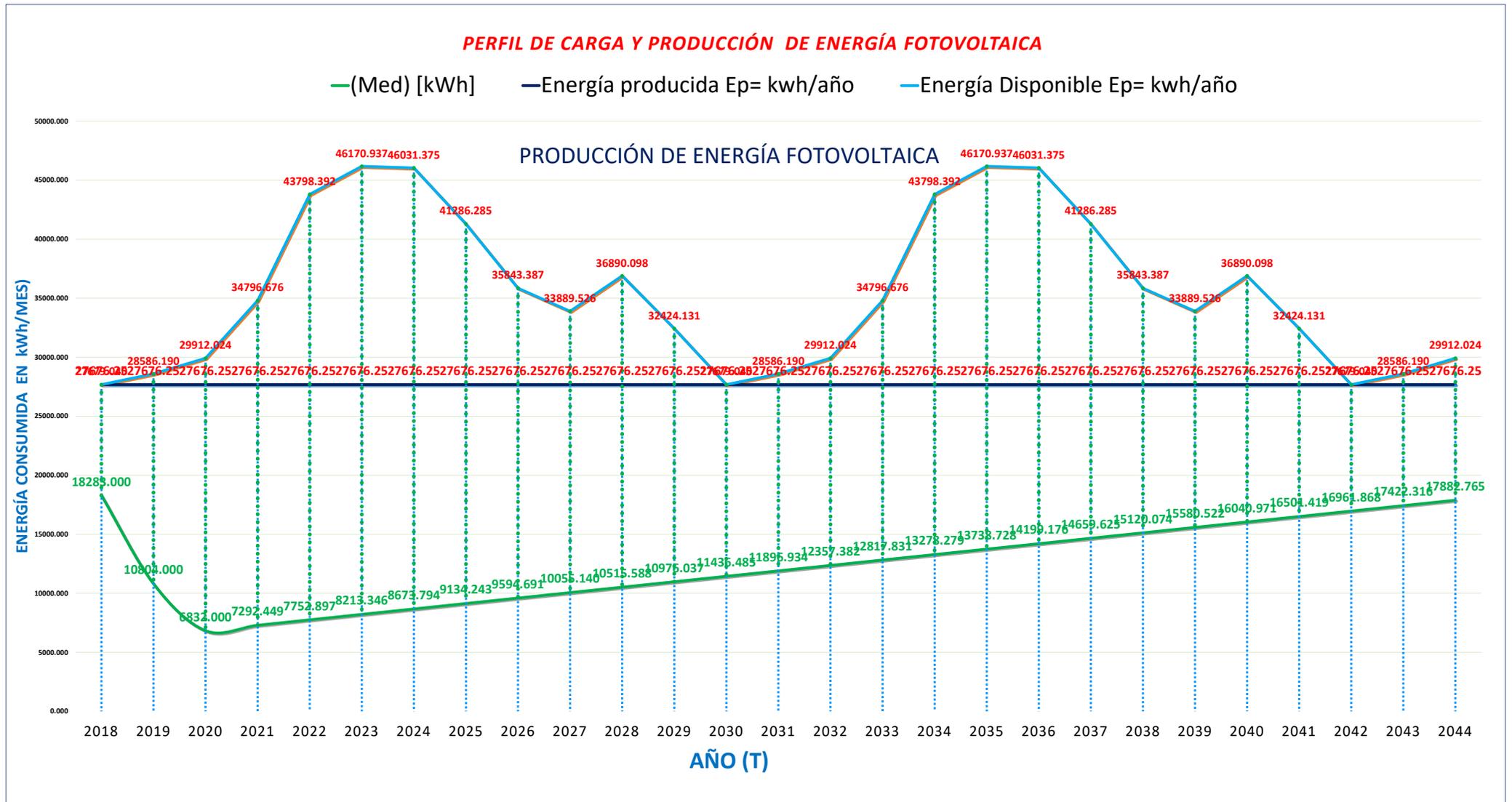
energía consumida = 338,021.56 kWh/año  
energía producida = 747,258.72 kWh/año  
energía producida = 960,793.37 kWh/año

**Energía inyectando a la red**

DISEÑO  
DISPONIBLE

Fuente: Propia.

**Gráfico 4.4** Comparación energía requerida y energía solar disponible anual proyectado.



Fuente: Propia.

#### 4.5.3.1. Análisis de resultados.

**Para un consumo por horas, analizado en un día:** Se tiene para un consumo de 74.62 kWh/día, la producción de energía es de 75.89 kWh/día lo que nos indica que el sobrante 1.27 kWh/día es inyectada a la red.

**Para un consumo mensual, analizado en un año:** Con el consumo característico mensual visible en la tabla 4.3 según datos históricos de la base de datos SIELSE- ELSE, el consumo anual es de 18,283.00 kWh/año con una producción de 27,676.25 kWh/año, esto a la irradiación de diseño (3.97 kWh/m<sup>2</sup>/día) se tiene una energía inyectada a la red de: 9,393.25 kWh/año.

Para una radiación disponible según cuadro 4.3, se tendría una energía generada de 36,485.18 kWh/año lo que 18,202.18 kWh/año serian inyectados a la red.

**Finalmente, para un consumo anual analizado con proyección de 25 años:** La energía consumida seria de 338,021.56 kWh/año, y la producida a irradiación de diseño es de 747,258.72 kWh/año, para una irradiación disponible es de 960,793.37 kWh/año, lo que inyectaríamos 409,237.16 kWh/año y 622,771.81 kWh/año a la red respectivamente, el resumen se detalla en la tabla 4.15.

**Tabla 4.15** Resumen del análisis de resultado.

	Consumo del Instituto	Producción de energía		Inyección a la red	
		Irradiación de diseño	Irradiación disponible	Irradiación de diseño	Irradiación disponible
Análisis Diario (kWh/día)	74.62	75.89	-	1.27	-
Análisis Mensual (kWh/mes)	18,283.00	27,676.25	36,485.18	9,393.25	18,202.18
Análisis Anual (kWh/año)	338,021.56	747,258.72	960,793.37	409,237.16	622,771.81

*Fuente: Propia.*

---

## 5. CAPÍTULO V

# MODELAMIENTO PRE-OPERATIVO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE BAJA TENSIÓN Y EL IMPACTO QUE PRODUCE.

---

### 5. MODELAMIENTO PRE-OPERATIVO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE BAJA TENSIÓN Y EL IMPACTO QUE PRODUCE.

#### 5.1. Introducción.

Los estudios que se van a realizar en este capítulo son:

- Cálculo del flujo de potencia.
  - Perfiles de tensión en las barras o nodos.
  - Perfiles de corriente en las líneas eléctricas.
  - Cargabilidad de los conductores.
  - Cargabilidad del transformador más cercano.
  - Pérdidas técnicas en las líneas eléctricas.
- Cálculo del corto circuito.
  - Corto circuito monofásico.
- Los impactos que se produce al interconectar el sistema fotovoltaico a la red de baja tensión a nivel gráfico.
  - Análisis gráfico de la potencia y corriente con y sin ausencia de la irradiación solar.

Análisis gráfico del comportamiento de la corriente y tensión en el nodo de interconexión.

Análisis gráfico del comportamiento de la corriente y tensión de la conexión y desconexión repentina en el nodo de interconexión.

Análisis gráfico del comportamiento de la corriente y tensión en un cortocircuito monofásico y trifásico.

Análisis gráfico de transitorios en el nodo de interconexión.

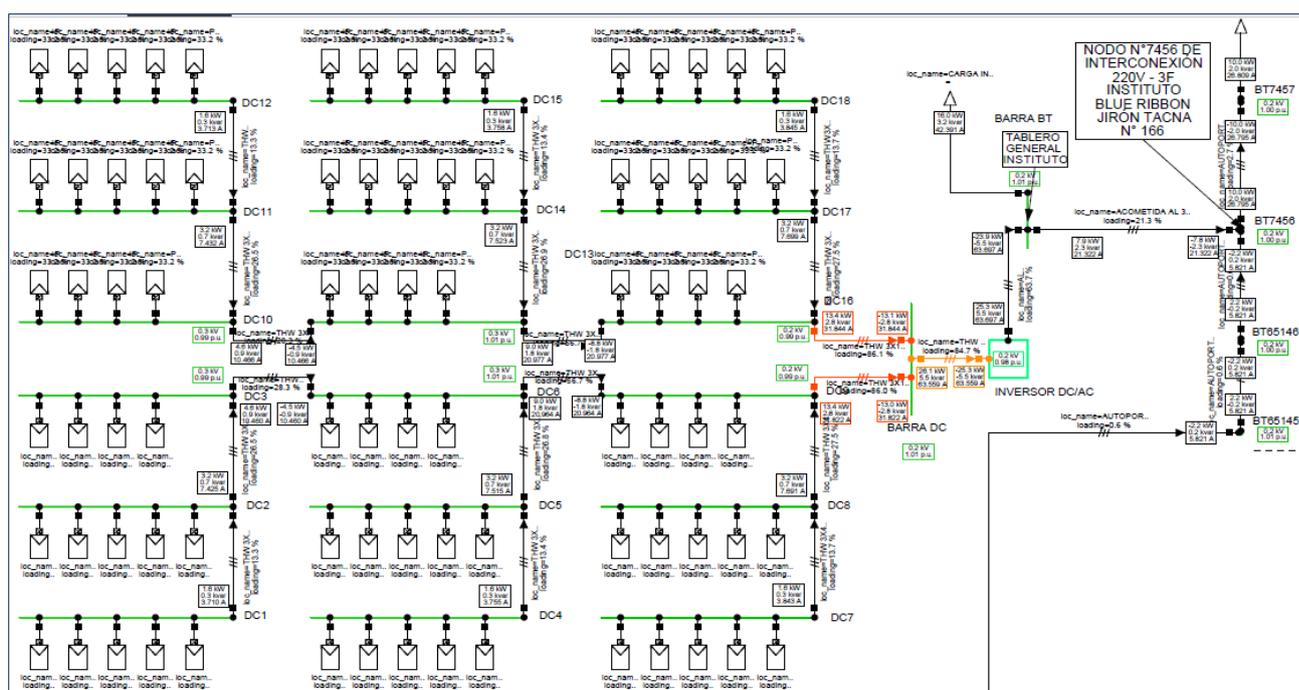
- Modelamiento pre-operativo del sistema fotovoltaico (puesta en marcha).

Análisis gráfico del sistema fotovoltaico interconectados en paralelo con la red de BT.

Análisis gráfico del comportamiento de los parámetros eléctricos ante una falla monofásica con despeje.

Análisis gráfico del comportamiento de los parámetros eléctricos ante una falla trifásica con despeje.

La red<sup>27</sup> se implementará en el software DiGSILENT Powers Factory versión 15.1.7, ver figura 5.1, que contiene todos los elementos de un sistema eléctrico de potencia como generador FV, líneas de MT y BT, transformadores, buses, cargas, etc.



**Figura 5.1** Esquema unifilar en DiGSILENT para el modelamiento de interconexión.  
Fuente: ELSE (Elaboración propia).

<sup>27</sup> Data con extensión PFD solicitado y proporcionada de ELSE.

En la figura 5.1, se puede apreciar la conexión del sistema fotovoltaico propuesto, el cual modelamos los 84 módulos, 14 en serie y 6 en paralelo. A su vez, la demanda de potencia se modelará para el año 2021 y la proyección al 2046, dicha carga está conectado en paralelo con el SFCR, la interconexión es en el nodo más cercano al instituto N° 007456 con tensión en 220 V trifásico. El circuito parte de la subestación N° 0010819 perteneciente al alimentador DO-05, con potencia de 160 kVA y nivel de transformación de 10.5/0.22 kV.

## **5.2. Ubicación del Punto de Interconexión Operativa.**

La ubicación del nodo de interconexión se muestra en la figura 5.2.



### 5.3. Descripción de los Parámetros Eléctricos de la Línea a Interconectar.

Se detalla en la tabla 5.1.

**Tabla 5.1** Características eléctricas de la línea de interconexión.

Características del Alimentador DO-05.			
N.º	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
1	Tensión Nominal	kV	10.5 - 3 $\phi$
2	Nº de circuitos	Simple Terna	1
3	Longitud	km	22.326
4	Tipo de conductor		AAAC - NA2XS2Y
5	Sección Nominal	mm <sup>2</sup>	35 – 50 - 120
6	Diámetro exterior	mm	10
7	Tiro de rotura	kN	52,27
8	Resistencia eléctrica a 20 °C	ohm/km	0,264
Características del transformador cercano.			
1	Código SED	Nº	0010819
2	Nivel de tensión	kV	10.5 / 0.22 kV
3	Potencia SED	kVA	160
4	Tipo de conexionado		DyN5
Características de la red de baja tensión nodo de interconexión.			
1	Tensión Nominal	kV	0.22 - 3 $\phi$
2	Nº de circuitos	Simple Terna	1 de 2
3	Longitud	km	15.826
4	Tipo de conductor		AAAC
5	Sección Nominal	mm <sup>2</sup>	25

*Fuente: Propia.*

### 5.4. Metodología, Criterios, Software Utilizado.

#### 5.4.1. Metodología.

A efectos de evaluar el comportamiento de los perfiles de tensión y corriente, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva a través de la red, se simuló flujos de carga contemplando condiciones normales de operación para la demanda existente al 2021 y proyectada al 2046. Con esta información se han verificado las posibles sobrecargas en los equipos de las instalaciones. Asimismo, se ha evaluado la presencia de tensiones fuera de los límites según lo establecido por la NTCSE en las subestaciones y barras cercanas al proyecto. Para lograr este objetivo, se simuló flujos de carga, contemplando diferentes escenarios de operación de la pequeña planta de generación fotovoltaica. Los escenarios considerados son:

- 1) Alimentador DO-05 sin la generación fotovoltaica.
  - A. Al año 2021.
    - ✓ Demanda Máxima actual al 100%
  - B. Al año 2046.
    - ✓ Demanda Máxima proyectada al 100%
- 2) Alimentador DO-05 con la generación fotovoltaica.
  - A. Al año 2021.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima actual al 0%.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima actual al 50%.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima actual al 100%.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 50% con demanda máxima actual al 100%.
  - B. Al año 2046.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima proyectada al 65.4%.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima proyectada al 100%.
    - ✓ Generación fotovoltaica al 50% con demanda máxima proyectada al 100%.

#### 5.4.2. Criterios según el MEM – DGE 2015.

Los criterios utilizados en el presente estudio son los siguientes:

- a. Se ha previsto el ingreso del generador fotovoltaico SFCR, para el año 2021.
- b. Para el estudio correspondiente al 2021, año de entrada en operación del generador fotovoltaico SFCR, el periodo de análisis incluye los escenarios de demandas eléctricas máximas de las cargas existentes.
- c. Una vez establecidos los casos bases se ha verificado, mediante simulaciones de flujo de carga, la operación normal del alimentador, considerando lo siguiente:
  - ✓ Niveles de Tensión:

Los límites de tolerancia de variación de tensión se fijan como sigue:

- Operación Normal: Para el análisis en condiciones de operación normal se considera las variaciones del nivel de tensión entre 0.95 a 1.05 p.u. Límites de tensión en barras con carga.
  - Operación en Emergencia: Para el análisis en condiciones de emergencia, los niveles de tensión varían entre 0.90 a 1.10 p.u.
- ✓ Para la operación de los generadores fotovoltaicos, se considera:
    - La operación en condiciones normales: considera el rango de variación del voltaje de trabajo en  $\pm 5\%$  en la salida fija del inversor.

- La operación en condiciones de emergencia: Considera el rango de variación del voltaje de trabajo en  $\pm 10\%$  del voltaje nominal.

### **5.4.3. Software utilizado.**

El análisis del Flujo de Potencia, se ha efectuado utilizando el programa computacional DIgSILENT Power Factory versión 15.1.7, para efectos de realizar las simulaciones del alimentador con la integración del generador fotovoltaico.

## **5.5. Análisis del Flujo de Potencia.**

El estudio de los flujos de potencia se realiza para identificar si en algún enlace se invierten los flujos, revisar si existen sobrecargas en algún elemento al agregar unidades generadoras, o si hay cambios en el perfil de voltaje de los nodos y sus pérdidas respectivas.

### **5.5.1. Análisis de la demanda actual y proyectada.**

Se proyectó las demandas máximas a partir del historial del consumo del instituto al 2046, según la tabla 5.2 y su gráfica respectiva, se parecía una pendiente positiva, que al 2046 tendría un consumo aproximado de 25.301 kW.



## 5.5.2. Representación de los componentes eléctricos en el flujo de potencia.

Según la tabla 5.3, se tiene:

**Tabla 5.3** Representación de los componentes eléctricos en el flujo de potencia.

NOMBRES	DESCRIPCIÓN
BARRA BT	Representa el tablero general del instituto.
BT7456	Representa el nodo de interconexión.
BT7457	Representa el nodo en cola del circuito.
BT0010819	Representa la barra BT de la SED cercana al instituto.
MT0010819	Representa la barra MT de la SED cercana al instituto.
SED 0010819	Representa la SED cercana al instituto.
ACOMETIDA	Representa el conductor de alimentación al instituto.
AUTOPORTANTE 2	Representa la línea BT de entrada al nodo BT7456.
AUTOPORTANTE 3	Representa la línea BT de entrada al nodo BT7457.
AUTOPORTANTE	Representa la línea de salida de BT SED 10819.

Fuente: Propia.

## 5.5.3. Análisis del flujo de potencia sin la interconexión del generador fotovoltaico (SFCR).

### 5.5.3.1. Escenario 2021.

#### A. Simulación con demanda máxima actual al 100%

Suponiendo que no existe generación fotovoltaica, toda la energía consumida por la carga lo hace a través de la red de ELSE, se consideró una demanda máxima mensual en el periodo del año indicado a partir del historial consumido (tabla 5.2) con 8.473 kW, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.3 y 5.4 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 0.98 pu, la potencia es de -8.5 kW (Potencia consumida), la corriente consumida de ELSE por la carga del instituto es de 23.202 A, cargabilidad de la acometida en 23.2 %, se tiene el 7.955% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario, es del 92.125%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 81.3%.

**COMENTARIO:** La potencia en la barra “BT7456” es de -18.6 kW, por lo que no existe potencia inyectada a la red.

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.3:

**Figura 5.3** Flujo de potencia 2021 sin generación con demanda al 100%.

**Tabla 5.4 Resultado del flujo de potencia 2021 sin generación y demanda al 100%.**

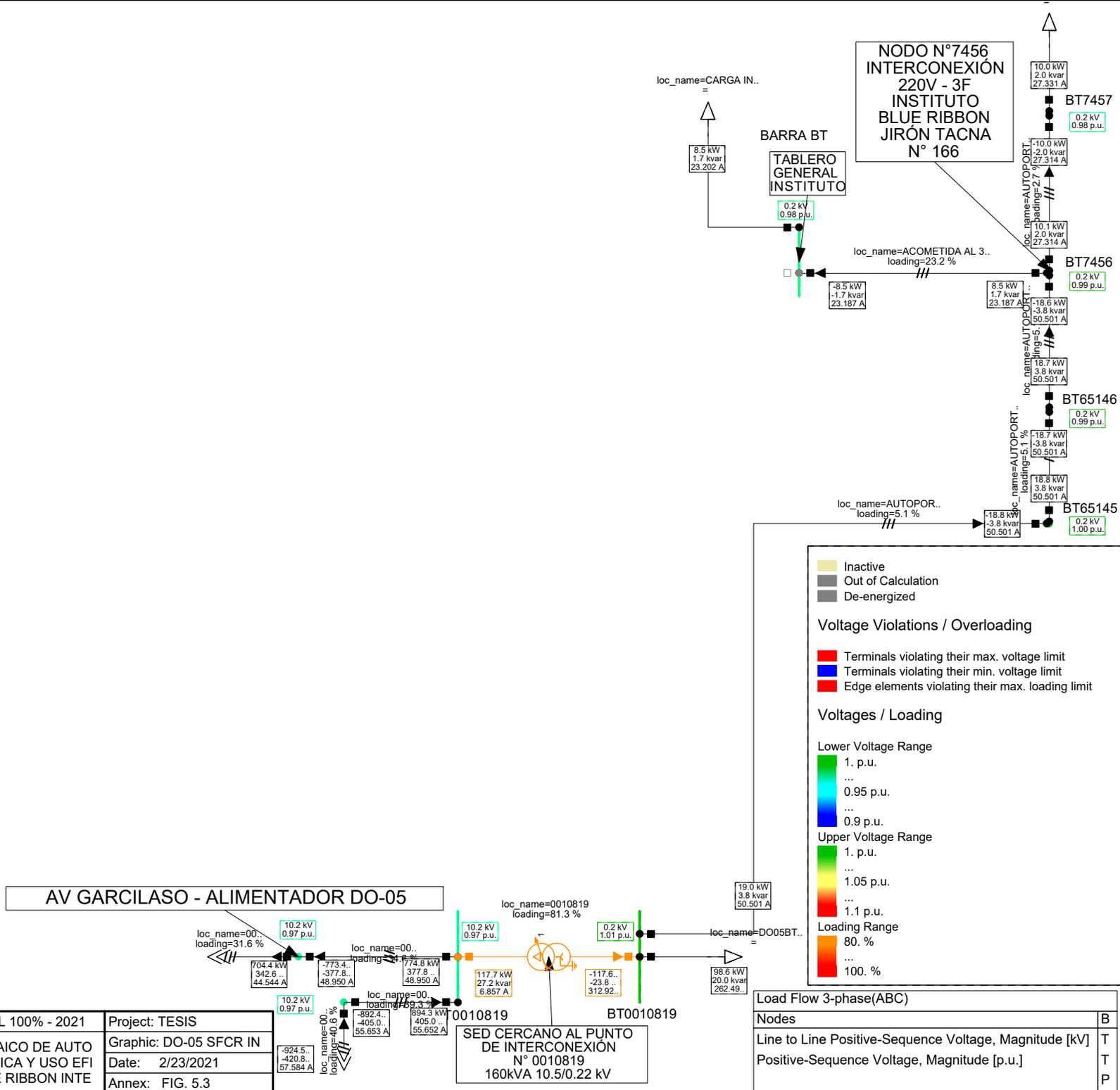
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA SIN SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR	
				Date: 25/02/2021	
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.			
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No			
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.			
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA			
		Model Equations. 0.10%			
	TG. Instituto	NODO INTERCONEXIÓN			
	BARRA BT	BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819 SED 0010819
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.
	0.98	0.99	0.98	1.01	0.97
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A
	23.202	50.501	27.314	312.922	6.857
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW
	-8.5	-18.6	-10	-117.6	117.7
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar
	-1.7	-3.8	-2	-23.8	27.2
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736 SED 0010819
	%	%	%	%	%
	23.2	5.1	2.7	5.1	34.6 81.3
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS =		7.955%	EFICIENCIA= 92.125%

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.5 Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 sin generación y demanda al 100%.**

		<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS SIN SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021		
Load Flow Calculation.		Total System Summary.					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence.		No			
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.					
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes.		1 kVA			
		Model Equations		0.10%			
Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1			
No. of Substations	0	No. of Busbars	530	No. of Terminals	0	No. of Lines	371
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	161	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA			
External Infeed	= 1723.67 kW	808.100 kvar		1903.700 kVA			
Load P(U)	= 1587.93 kW	739.740 kvar		1751.780 kVA			
Load P(Un)	= 1588.09 kW	739.780 kvar		1751.940 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.16 kW	0.040 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA			
Grid Losses	= 137.11 kW	68.340 kvar					
Line Charging		67.340 kvar					
Compensation ind.		0.000 kvar					
Compensation cap.		0.000 kvar					
Installed Capacity	= 0.00 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.00	[-]					
Load/Motor	= 0.9 1 / 0.00	[-]					
		Potencia generada:		0.00 kW			
		Alimentación externa. (DO-05):		1723.67 kW			
		Potencia consumida por las cargas:		1587.93 kW			
		Las pérdidas de Potencia de toda la red:		137.11 kW			
		La eficiencia del sistema es:		0.9212494			
		El porcentaje de pérdidas técnicas:		0.0795454			

Fuente: Propia.



UNSAAC IE	SIN GENERACIÓN Y DEMANDA AL 100% - 2021	Project: TESIS
	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Graphic: DO-05 SFCR IN
PowerFactory 15.1.7		Date: 2/23/2021
		Annex: FIG. 5.3

Load Flow 3-phase(ABC)		
Nodes		B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]		T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]		T
		P

### 5.5.3.2. Escenario 2046.

#### B. Simulación con demanda máxima proyectada al 100%

Suponiendo también que no existe generación fotovoltaica, toda la energía consumida por la carga lo hace a través de la red de ELSE, considerando una demanda máxima mensual proyectada al 2046, en el periodo del año indicado a partir del historial consumido (tabla 5.2) con 25.301 kW, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.6 y 5.7 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 0.93 pu. Por debajo de del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de -25.2 kW (Potencia consumida), la corriente consumida de ELSE por la carga del instituto es de 72.593 A, cargabilidad de la acometida en 72.6 %, se tiene el 8.097% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 91.987%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 100.3% (Trabajando al límite de la potencia establecida presentado una ligera sobrecarga).

**COMENTARIO: La potencia en la barra “BT7456” es de -44.1 kW, por lo que no existe potencia inyectada a la red.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.4:

**Figura 5.4** *Flujo de potencia 2046 sin generación con demanda al 100%.*

**Tabla 5.6 Resultado del flujo de potencia 2046 sin generación y demanda al 100%.**

<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA SIN SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR		
				Date: 25/02/2021		
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.				
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence.				No
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.				
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes.				1 kVA
		Model Equations.				0.10%
	TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2	
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	
	0.93	0.95	0.94	1.01	0.97	
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	
	72.593	123.566	50.973	386.193	8.451	
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	
	-25.2	-44.1	-18	-145.1	145.2	
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	
	-5.1	-8.8	-3.7	-28.8	32.2	
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819
	%	%	%	%	%	%
	72.6	12.4	5.1	12.4	34.7	100.3
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.	PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.097%				91.987%	

Fuente: Propia.

**Tabla 5.7 Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 sin generación y demanda al 100%.**

		<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS SIN SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021														
Load Flow Calculation.		Total System Summary.																	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence.		No															
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																	
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes.		1 kVA															
		Model Equations		0.10%															
Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 2															
No. of Substations	0	No. of Busbars	530	No. of Terminals	0	No. of Lines	371												
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0												
No. of Loads	161	No. of Shunts	0	No. of SVS	0														
Generation	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA															
External Infeed	= 1753.23 kW	813.110 kvar		1832.600 kVA															
Load P(U)	= 1612.74 kW	744.780 kvar		1776.410 kVA															
Load P(Un)	= 1612.92 kW	744.820 kvar		1776.580 kVA															
Load P(Un-U)	= 0.17 kW	0.040 kvar																	
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA															
Grid Losses	= 141.96 kW	68.310 kvar																	
Line Charging		67.260 kvar																	
Compensation ind.		0.000 kvar																	
Compensation cap.		0.000 kvar																	
Installed Capacity	= 0.00 kW																		
Spinning Reserve	= 0.00 kW																		
Total Power Factor:																			
Generation	= 0.00	[-]																	
Load/Motor	= 0.9 1 / 0.00	[-]																	
				<table border="1"> <tr> <td>Potencia generada:</td> <td>0.00 kW</td> </tr> <tr> <td>Alimentación externa. (DO-05):</td> <td>1753.23 kW</td> </tr> <tr> <td>Potencia consumida por las cargas:</td> <td>1612.74 kW</td> </tr> <tr> <td>Las pérdidas de Potencia de toda la red:</td> <td>141.96 kW</td> </tr> <tr> <td>La eficiencia del sistema es:</td> <td>0.9198679</td> </tr> <tr> <td>El porcentaje de pérdidas técnicas:</td> <td>0.0809706</td> </tr> </table>				Potencia generada:	0.00 kW	Alimentación externa. (DO-05):	1753.23 kW	Potencia consumida por las cargas:	1612.74 kW	Las pérdidas de Potencia de toda la red:	141.96 kW	La eficiencia del sistema es:	0.9198679	El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0809706
Potencia generada:	0.00 kW																		
Alimentación externa. (DO-05):	1753.23 kW																		
Potencia consumida por las cargas:	1612.74 kW																		
Las pérdidas de Potencia de toda la red:	141.96 kW																		
La eficiencia del sistema es:	0.9198679																		
El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0809706																		

Fuente: Propia.



#### **5.5.4. Análisis del flujo de potencia con la interconexión del generador fotovoltaico (SFCR).**

##### **5.5.4.1. Escenario 2021.**

###### **A. Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima actual al 0%.**

Para este escenario, consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 100% (24 kW, potencia placa del inversor), supondremos que no exista consumo eléctrico del instituto (0.00 kW), por lo que la totalidad de la energía producida por los paneles, inyectará a la red de baja tensión, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.8 y 5.9 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 1.04 pu. Dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de 24 kW (Potencia inyectada), la corriente inyectada a la red de ELSE, es de 62.169 A, cargabilidad de la acometida en 62.2 %, se tiene el 8.052% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.029%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 58.8% (trabajando ligeramente por encima de la mitad de la potencia instalada).

**COMENTARIO: La potencia en la barra “BT7456” es de 13.5 kW, por lo que existe potencia inyectada a la red de 24 kW y corriente de 62.169 A.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.5:

**Figura 5.5** *Flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 0%.*

**Tabla 5.8 Resultado del flujo de potencia 2021 con generación y demanda al 0%.**

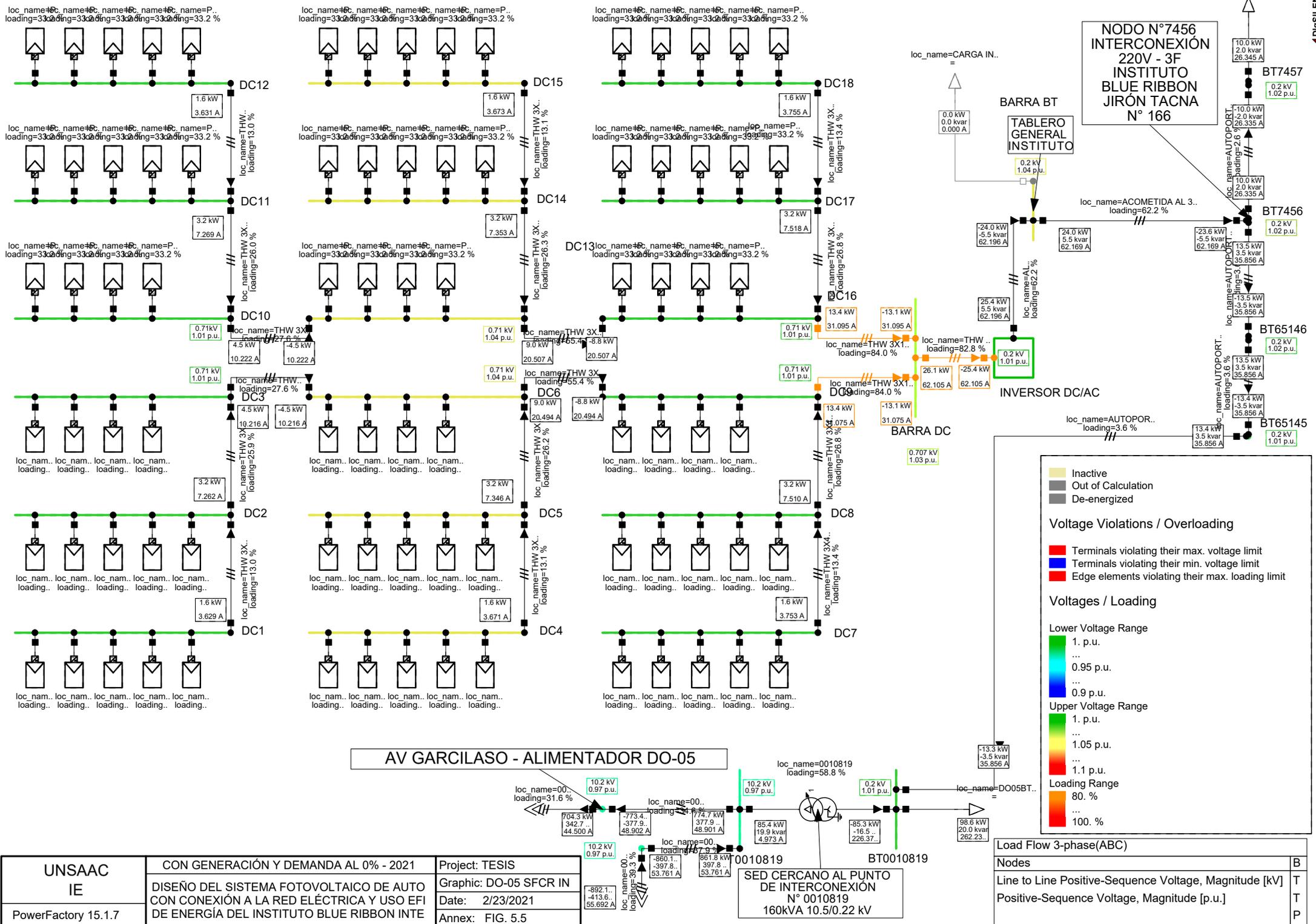
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 0% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR		
				Date: 25/02/2021		
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.				
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No				
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.				
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA				
		Model Equations. 0.10%				
	TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2	
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	
	1.04	1.02	1.02	1.01	0.97	
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	
	62.169	35.856	26.335	226.377	4.973	
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	
	24	13.5	-10	-85.3	85.4	
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	
	5.5	3.5	-2	-16.5	19.9	
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819
	%	%	%	%	%	%
	62.2	3.6	2.6	3.6	34.6	58.8
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.052%			92.029%	

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.9 Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación y demanda al 0%.**

		<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 0% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021		
Load Flow Calculation.		Total System Summary.					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence.		No			
Automatic Tap Adjust of Transformers.		No		Max. Acceptable Load Flow Error for.			
Consider Reactive Power Limits.		No		Nodes. 1 kVA			
		Model Equations		0.10%			
Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 2			
No. of Substations	0	No. of Busbars	530	No. of Terminals	0	No. of Lines	371
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	161	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 27.29 kW		5.554 kvar		27.850 kVA		
External Infeed	= 1688.97 kW		800.930 kvar		1869.250 kVA		
Load P(U)	= 1579.46 kW		738.020 kvar		1743.380 kVA		
Load P(Un)	= 1579.62 kW		738.060 kvar		1743.530 kVA		
Load P(Un-U)	= 0.16 kW		0.040 kvar				
Motor Load	= 0.00 kW		0.000 kvar		0.000 kVA		
Grid Losses	= 138.19 kW		68.430 kvar				
Line Charging			67.430 kvar				
Compensation ind.			0.000 kvar				
Compensation cap.			0.000 kvar				
Installed Capacity	= 67.20 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.98		[-]				
Load/Motor	= 0.9 1 / 0.00		[-]				
				Potencia generada:		27.29 kW	
				Alimentación externa. (DO-05):		1688.97 kW	
				Potencia consumida por las cargas:		1579.46 kW	
				Las pérdidas de Potencia de toda la red:		138.19 kW	
				La eficiencia del sistema es:		0.9202918	
				El porcentaje de pérdidas técnicas:		0.0805181	

Fuente: Propia.



UNSAAC IE	CON GENERACIÓN Y DEMANDA AL 0% - 2021	Project: TESIS
	PowerFactory 15.1.7	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE

Graphic: DO-05 SFCR IN
Date: 2/23/2021
Annex: FIG. 5.5

loc_name=00.. loading=31.6 %	loc_name=00.. loading=6.4 %	loc_name=00.. loading=67.9 %
704.3 kW 342.7 kvar 44.500 A	-773.4 kW -377.9 kvar 48.902 A	774.7 kW 377.9 kvar 48.901 A
10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.

loc_name=00.. loading=39.3 %	loc_name=00.. loading=67.9 %	loc_name=0010819 loading=58.8 %
-892.1 kW -413.6 kvar 55.692 A	-860.1 kW -397.8 kvar 53.761 A	85.4 kW 19.9 kvar 4.973 A
10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	0.2 kV 1.01 p.u.

loc_name=00.. loading=39.3 %	loc_name=00.. loading=67.9 %	loc_name=0010819 loading=58.8 %	loc_name=DO05BT..
-892.1 kW -413.6 kvar 55.692 A	-860.1 kW -397.8 kvar 53.761 A	85.4 kW 19.9 kvar 4.973 A	98.6 kW 20.0 kvar 262.23 A
10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	0.2 kV 1.01 p.u.	0.2 kV 1.01 p.u.

Load Flow 3-phase(ABC)	
Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	T
	P

**B. Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima actual al 50%.**

Para este escenario, también consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 100% (24 kW, potencia placa del inversor), la demanda máxima mensual consumida por el instituto será al 50% (la mitad de la demanda actual), con 4.236 kW (tabla 5.2) por lo que la carga consumirá de los generadores fotovoltaicos, y la potencia sobrante será inyectada a la red de baja tensión de ELSE, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.10 y 5.11 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 1.03 pu. Dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de 18.9 kW (Potencia inyectada), la corriente inyectada a la red de ELSE, es de 51.574 A, cargabilidad de la acometida en 51.6 %, se tiene el 8.036% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.045%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 61.6% (trabajando ligeramente por encima de la mitad de la potencia instalada).

**COMENTARIO: La potencia en la barra “BT7456” es de 9.4 kW, por lo que existe potencia inyectada a la red de 18.4 kW y corriente de 51.574 A.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.6:

**Figura 5.6** *Flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 50%.*

**Tabla 5.10 Resultado del flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 50%.**

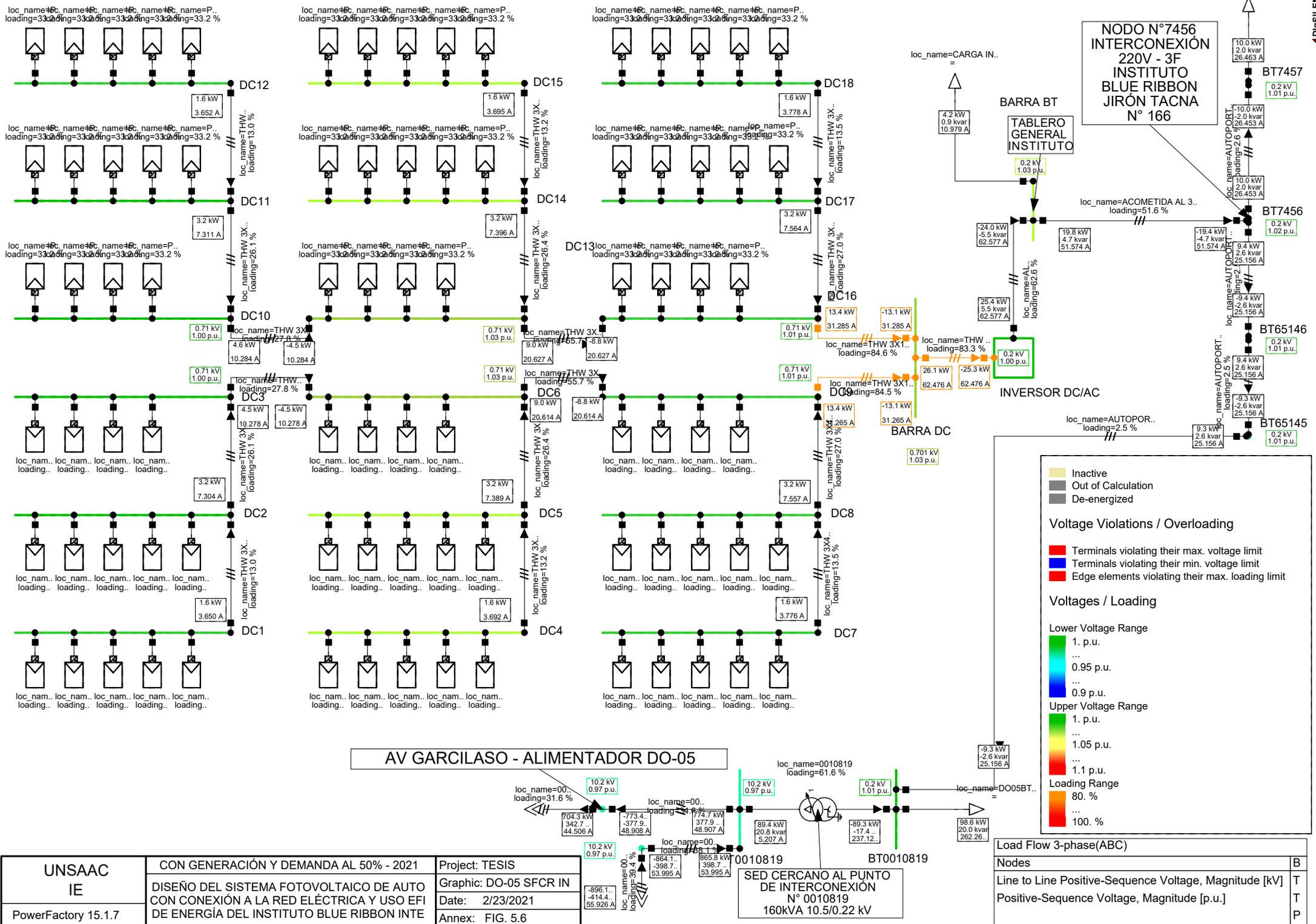
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 50% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR																																																																																																			
				Date: 25/02/2021																																																																																																			
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.																																																																																																					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No																																																																																																					
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																																																																																																					
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA																																																																																																					
		Model Equations. 0.10%																																																																																																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TG. Instituto BARRA BT</th> <th>NODO INTERCONEXIÓN BT7456</th> <th>BT7457</th> <th>BT0010819</th> <th>MT0010819</th> <th>SED 0010819</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perfiles de tensión.</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.23</td> <td>10.2</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.03</td> <td>1.02</td> <td>1.01</td> <td>1.01</td> <td>0.97</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Perfiles de corriente de la red y SED.</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>51.574</td> <td>25.156</td> <td>26.453</td> <td>237.123</td> <td>5.207</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia activa de la red y SED.</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>19.8</td> <td>9.4</td> <td>-10</td> <td>-89.3</td> <td>89.4</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva de la red Y SED.</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> </tr> <tr> <td></td> <td>4.7</td> <td>2.6</td> <td>-2</td> <td>-17.4</td> <td>20.8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargabilidad de los conductores y SED.</td> <td>ACOMETIDA</td> <td>AUTOPORTANTE 2</td> <td>AUTOPORTANTE 3</td> <td>AUTOPORTANTE</td> <td>008MT05736</td> <td>SED 0010819</td> </tr> <tr> <td></td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>51.6</td> <td>2.5</td> <td>2.6</td> <td>2.5</td> <td>34.6</td> <td>61.6</td> </tr> </tbody> </table>					TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819	Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV		0.22	0.22	0.22	0.23	10.2			pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.		1.03	1.02	1.01	1.01	0.97		Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A		51.574	25.156	26.453	237.123	5.207		Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW		19.8	9.4	-10	-89.3	89.4		Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar		4.7	2.6	-2	-17.4	20.8		Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819		%	%	%	%	%	%		51.6	2.5	2.6	2.5	34.6	61.6
	TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819																																																																																																	
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV																																																																																																	
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2																																																																																																		
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.																																																																																																	
	1.03	1.02	1.01	1.01	0.97																																																																																																		
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A																																																																																																	
	51.574	25.156	26.453	237.123	5.207																																																																																																		
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW																																																																																																	
	19.8	9.4	-10	-89.3	89.4																																																																																																		
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar																																																																																																	
	4.7	2.6	-2	-17.4	20.8																																																																																																		
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819																																																																																																	
	%	%	%	%	%	%																																																																																																	
	51.6	2.5	2.6	2.5	34.6	61.6																																																																																																	
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.036%				92.045%																																																																																																	

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.11 Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación y demanda al 50%.**

<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 50% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021
Load Flow Calculation.		Total System Summary.	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No	
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.	
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes.	1 kVA
		Model Equations	0.10%
Total System Summary		Study Case: Study Case	Annex: / 2
No. of Substations	0	No. of Busbars	530
No. of 2-w Trfs.	159	No. of Terminals	0
No. of Loads	161	No. of 3-w Trfs.	0
		No. of syn. Machines	0
		No. of SVS	0
Generation	= 27.29 kW		5.540 kvar
External Infeed	= 1693.28 kW		27.850 kVA
Load P(U)	= 1583.70 kW		1873.510 kVA
Load P(Un)	= 1583.85 kW		1747.580 kVA
Load P(Un-U)	= 0.16 kW		1747.740 kVA
Motor Load	= 0.00 kW		0.000 kvar
Grid Losses	= 138.27 kW		0.000 kVA
Line Charging			67.420 kvar
Compensation ind.			0.000 kvar
Compensation cap.			0.000 kvar
Installed Capacity	= 67.20 kW	Potencia generada: 27.29 kW Alimentación externa. (DO-05): 1693.28 kW Potencia consumida por las cargas: 1583.70 kW Las pérdidas de Potencia de toda la red: 138.27 kW La eficiencia del sistema es: 0.9204508 El porcentaje de pérdidas técnicas: 0.0803629	
Spinning Reserve	= 0.00 kW		
Total Power Factor:			
Generation	= 0.98 [-]		
Load/Motor	= 0.9 1 / 0.00 [-]		

*Fuente: Propia.*



UNSAAC IE	CON GENERACIÓN Y DEMANDA AL 50% - 2021	Project: TESIS
	PowerFactory 15.1.7	Graphic: DO-05 SFCR IN

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFI DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Date: 2/23/2021
	Annex: FIG. 5.6

loc_name=00.. loading=31.6 %	loc_name=00.. loading=6.4 %	loc_name=00.. loading=6.1 %
---------------------------------	--------------------------------	--------------------------------

704.3 kW 342.7 44.506 A	-773.4 -377.9 48.908 A	774.7 kW 377.9 48.907 A	864.1 -398.7 53.995 A	865.8 kW 398.7 53.995 A
-------------------------------	------------------------------	-------------------------------	-----------------------------	-------------------------------

10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	0.2 kV 1.01 p.u.
----------------------	----------------------	---------------------

Load Flow 3-phase(ABC)	Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]		T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]		T
		P

**Legend**

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energized (Dark Grey)

**Voltage Violations / Overloading**

- Red: Terminals violating their max. voltage limit
- Blue: Terminals violating their min. voltage limit
- Red: Edge elements violating their max. loading limit

**Voltages / Loading**

Lower Voltage Range

- 1. p.u.
- 0.95 p.u.
- 0.9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1. p.u.
- 1.05 p.u.
- 1.1 p.u.

Loading Range

- 80. %
- 100. %

NODO N°7456  
INTERCONEXIÓN  
220V - 3F  
INSTITUTO  
BLUE RIBBON  
JIRÓN TACNA  
N° 166

TABLERO  
GENERAL  
INSTITUTO

INVERSOR DC/AC

AV GARCILASO - ALIMENTADOR DO-05

SED CERCANO AL PUNTO  
DE INTERCONEXIÓN  
N° 0010819  
160kVA 10.5/0.22 kV

**C. Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima actual al 100%.**

Para este escenario, también consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 100% (24 kW, potencia placa del inversor), la demanda máxima mensual consumida por el instituto será al 100% con 8.473 kW (tabla 5.2) por lo que la carga consumirá de los generadores fotovoltaicos, y la potencia sobrante será inyectada a la red de baja tensión de ELSE, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.12 y 5.13 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 1.03 pu. Dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de 15.5 kW (Potencia inyectada), la corriente inyectada a la red de ELSE, es de 40.822 A, cargabilidad de la acometida en 40.8 %, se tiene el 8.025% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.056%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 64.4% (trabajando por debajo de la potencia instalada).

**COMENTARIO: La potencia en la barra “BT7456” es de 5.2 kW, por lo que existe potencia inyectada a la red de 15.5 kW y corriente de 40.822 A.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.7:

**Figura 5.7** *Flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 100%.*

**Tabla 5.12 Resultado del flujo de potencia al 2021 con generación y demanda al 100%.**

<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR																																																																																								
				Date: 25/02/2021																																																																																								
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.																																																																																										
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No																																																																																										
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																																																																																										
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA																																																																																										
		Model Equations. 0.10%																																																																																										
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>TG. Instituto BARRA BT</th> <th>NODO INTERCONEXIÓN BT7456</th> <th>BT7457</th> <th>BT0010819</th> <th>MT0010819</th> <th>SED 0010819</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perfiles de tensión.</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.23</td> <td>10.2</td> </tr> <tr> <td></td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.03</td> <td>1.01</td> <td>1.01</td> <td>1.01</td> <td>0.97</td> </tr> <tr> <td>Perfiles de corriente de la red y SED.</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>40.822</td> <td>14.323</td> <td>26.573</td> <td>248.032</td> <td>5.444</td> </tr> <tr> <td>Potencia activa de la red y SED.</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>15.5</td> <td>5.2</td> <td>-10</td> <td>-93.4</td> <td>93.5</td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva de la red Y SED.</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> </tr> <tr> <td></td> <td>3.8</td> <td>1.8</td> <td>-2</td> <td>-18.3</td> <td>21.7</td> </tr> <tr> <td>Cargabilidad de los conductores y SED.</td> <td>ACOMETIDA</td> <td>AUTOPORTANTE 2</td> <td>AUTOPORTANTE 3</td> <td>AUTOPORTANTE</td> <td>008MT05736</td> <td>SED 0010819</td> </tr> <tr> <td></td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>40.8</td> <td>1.4</td> <td>2.7</td> <td>1.4</td> <td>34.6</td> <td>64.4</td> </tr> </tbody> </table>				TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819	Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV		0.22	0.22	0.22	0.23	10.2		pu.	pu.	pu.	pu.	pu.		1.03	1.01	1.01	1.01	0.97	Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A		40.822	14.323	26.573	248.032	5.444	Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW		15.5	5.2	-10	-93.4	93.5	Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar		3.8	1.8	-2	-18.3	21.7	Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819		%	%	%	%	%	%		40.8	1.4	2.7	1.4	34.6	64.4
TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819																																																																																							
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV																																																																																							
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2																																																																																							
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.																																																																																							
	1.03	1.01	1.01	1.01	0.97																																																																																							
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A																																																																																							
	40.822	14.323	26.573	248.032	5.444																																																																																							
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW																																																																																							
	15.5	5.2	-10	-93.4	93.5																																																																																							
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar																																																																																							
	3.8	1.8	-2	-18.3	21.7																																																																																							
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819																																																																																						
	%	%	%	%	%	%																																																																																						
	40.8	1.4	2.7	1.4	34.6	64.4																																																																																						
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.025%			92.056%																																																																																							

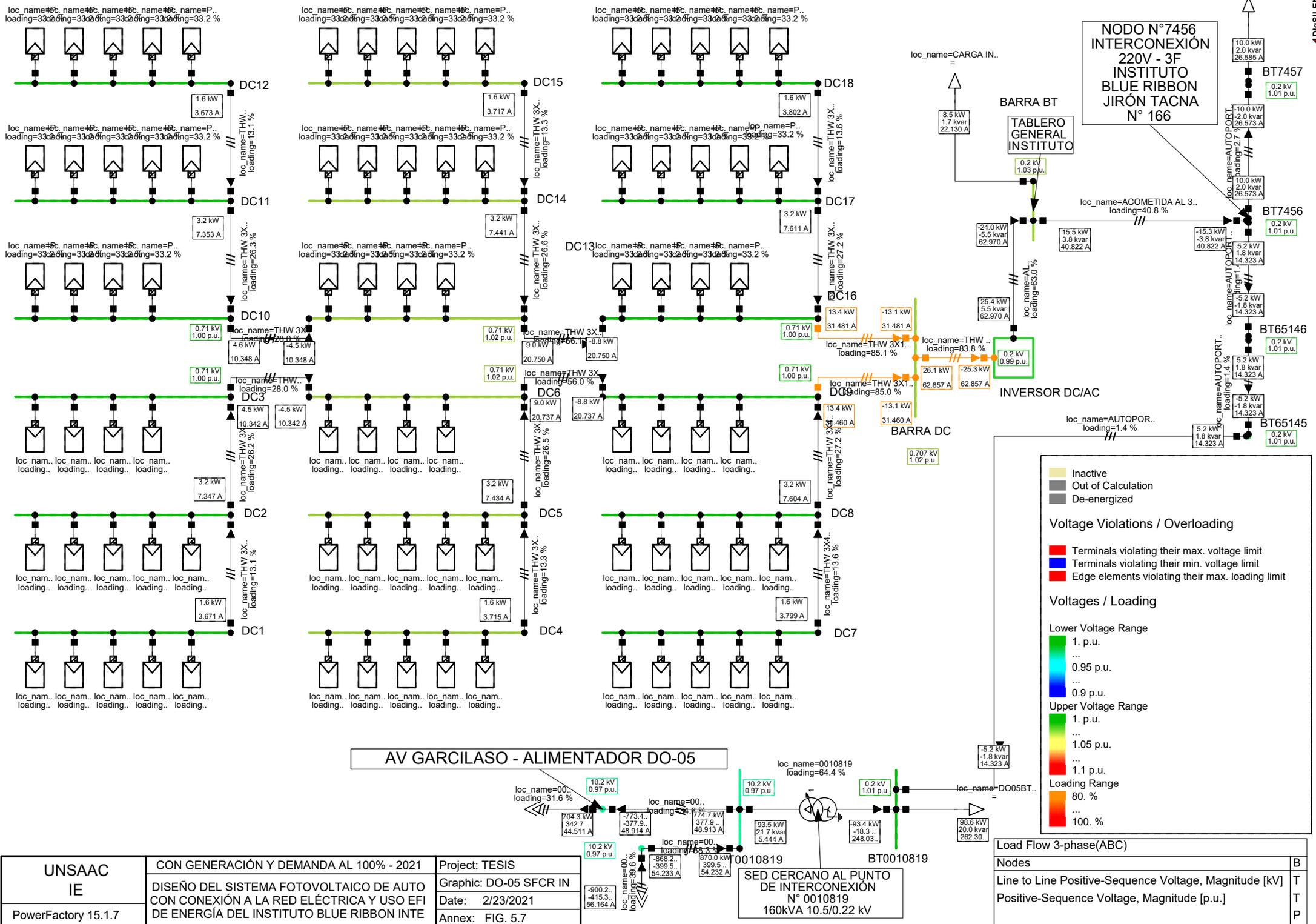
*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.13 Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación y demanda al 100%.**

		<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021		
Load Flow Calculation.		Total System Summary.					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence.		No			
Automatic Tap Adjust of Transformers.		No		Max. Acceptable Load Flow Error for.			
Consider Reactive Power Limits.		No		Nodes. 1 kVA			
		Model Equations		0.10%			
Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 2			
No. of Substations	0	No. of Busbars	530	No. of Terminals	0	No. of Lines	371
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	161	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 27.29 kW	5.540 kvar		27.850 kVA			
External Infeed	= 1697.67 kW	802.630 kvar		1877.840 kVA			
Load P(U)	= 1587.93 kW	739.740 kvar		1751.780 kVA			
Load P(Un)	= 1588.09 kW	739.780 kvar		1751.940 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.16 kW	0.040 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA			
Grid Losses	= 138.43 kW	68.410 kvar					
Line Charging		67.410 kvar					
Compensation ind.		0.000 kvar					
Compensation cap.		0.000 kvar					
Installed Capacity	= 67.20 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.98	[-]					
Load/Motor	= 0.9 1 / 0.00	[-]					

Potencia generada:	27.29 kW
Alimentación externa. (DO-05):	1697.67 kW
Potencia consumida por las cargas:	1587.93 kW
Las pérdidas de Potencia de toda la red:	138.43 kW
La eficiencia del sistema es:	0.9205605
El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0802511

Fuente: Propia.



UNSAAC IE	CON GENERACIÓN Y DEMANDA AL 100% - 2021	Project: TESIS
	PowerFactory 15.1.7	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERCONEXIÓN

Graphic: DO-05 SFCR IN
Date: 2/23/2021
Annex: FIG. 5.7

loc_name=00.. loading=31.6 %	loc_name=00.. loading=6.4 %	loc_name=00.. loading=39.6 %
704.3 kW 342.7 A 44.511 A	-773.4 -377.9 48.914 A	-868.2 -399.5 54.233 A
10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.

loc_name=0010819 loading=64.4 %	loc_name=0010819 loading=64.4 %	loc_name=0010819 loading=64.4 %
774.7 kW 377.9 A 48.913 A	93.5 kW 21.7 kvar 5.444 A	-93.4 kW -18.3 248.03.
10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	0.2 kV 1.01 p.u.

loc_name=0010819 loading=64.4 %	loc_name=0010819 loading=64.4 %	loc_name=0010819 loading=64.4 %
774.7 kW 377.9 A 48.913 A	93.5 kW 21.7 kvar 5.444 A	-93.4 kW -18.3 248.03.
10.2 kV 0.97 p.u.	10.2 kV 0.97 p.u.	0.2 kV 1.01 p.u.

Load Flow 3-phase(ABC)	
Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	T
	P

**D. Generación fotovoltaica al 50% con demanda máxima actual al 100%.**

Para este escenario, consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 50% (12 kW, potencia placa del inversor), la demanda máxima mensual consumida por el instituto será al 100%, con 8.473 kW (tabla 5.2) por lo que la carga consumirá de los generadores fotovoltaicos, y la pequeña potencia sobrante será inyectada a la red de baja tensión de ELSE, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.14 y 5.15 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 1.00 pu. Dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de 4.00 kW (Potencia inyectada), la corriente inyectada a la red de ELSE, es de 10.717 A, cargabilidad de la acometida en 10.7 %, se tiene el 7.949% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.133%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 72.40% (trabajando por debajo de la potencia instalada).

**COMENTARIO:** La potencia en la barra “BT7456” es de -6.10 kW (el signo “-”, nos indica el consumo que viene por parte de la SED N° 0018819, o no existe cambio en la dirección de la corriente por lo que la potencia inyectada no es suficiente).

**Aun así, existe potencia inyectada a la red hacia el nodo BT7457 de 4.00 kW y corriente de 10.133 A.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.8:

**Figura 5.8** *Flujo de potencia al 2021 con generación (50%) y demanda al 100%.*

**Tabla 5.14 Resultado del flujo de potencia al 2021 con generación (50%) y demanda al 100%.**

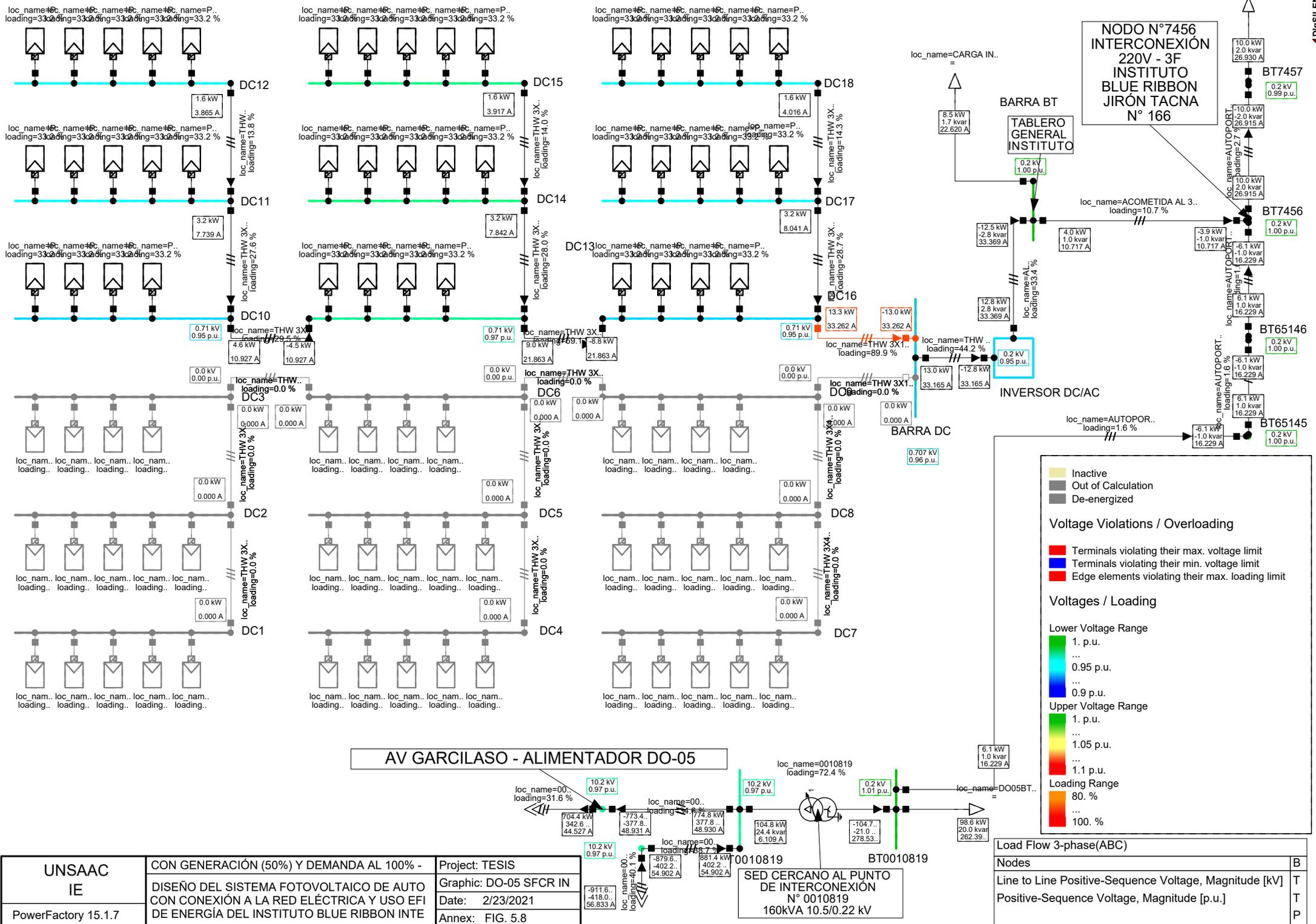
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR (50%) Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR																																																																																								
				Date: 25/02/2021																																																																																								
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.																																																																																										
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No																																																																																										
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																																																																																										
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA																																																																																										
		Model Equations. 0.10%																																																																																										
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>TG. Instituto BARRA BT</th> <th>NODO INTERCONEXIÓN BT7456</th> <th>BT7457</th> <th>BT0010819</th> <th>MT0010819</th> <th>SED 0010819</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perfiles de tensión.</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.23</td> <td>10.2</td> </tr> <tr> <td></td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>1.01</td> <td>0.97</td> </tr> <tr> <td>Perfiles de corriente de la red y SED.</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>10.717</td> <td>16.229</td> <td>26.915</td> <td>278.537</td> <td>6.109</td> </tr> <tr> <td>Potencia activa de la red y SED.</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>4.00</td> <td>-6.1</td> <td>-10</td> <td>-104.7</td> <td>104.8</td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva de la red Y SED.</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.00</td> <td>-1.00</td> <td>-2</td> <td>-21</td> <td>24.4</td> </tr> <tr> <td>Cargabilidad de los conductores y SED.</td> <td>ACOMETIDA</td> <td>AUTOPORTANTE 2</td> <td>AUTOPORTANTE 3</td> <td>AUTOPORTANTE</td> <td>008MT05736</td> <td>SED 0010819</td> </tr> <tr> <td></td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>10.7</td> <td>1.6</td> <td>2.7</td> <td>1.6</td> <td>34.6</td> <td>72.4</td> </tr> </tbody> </table>				TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819	Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV		0.22	0.22	0.22	0.23	10.2		pu.	pu.	pu.	pu.	pu.		1.00	1.00	0.99	1.01	0.97	Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A		10.717	16.229	26.915	278.537	6.109	Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW		4.00	-6.1	-10	-104.7	104.8	Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar		1.00	-1.00	-2	-21	24.4	Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819		%	%	%	%	%	%		10.7	1.6	2.7	1.6	34.6	72.4
TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819																																																																																							
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV																																																																																							
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2																																																																																							
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.																																																																																							
	1.00	1.00	0.99	1.01	0.97																																																																																							
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A																																																																																							
	10.717	16.229	26.915	278.537	6.109																																																																																							
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW																																																																																							
	4.00	-6.1	-10	-104.7	104.8																																																																																							
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar																																																																																							
	1.00	-1.00	-2	-21	24.4																																																																																							
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819																																																																																						
	%	%	%	%	%	%																																																																																						
	10.7	1.6	2.7	1.6	34.6	72.4																																																																																						
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 7.949%		92.133%																																																																																								

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.15 Resultado de las pérdidas técnicas al 2021 con generación (50%) y demanda al 100%.**

<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR (50%) Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2021</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021												
Load Flow Calculation.		Total System Summary.													
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No													
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.													
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes.	1 kVA												
		Model Equations	0.10%												
Total System Summary		Study Case: Study Case	Annex: / 2												
No. of Substations	0	No. of Busbars	530												
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0												
No. of Loads	161	No. of Shunts	0												
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	0												
No. of SVS	0	No. of asyn.Machines	0												
Generation	= 13.65 kW	2.770 kvar	13.920 kVA												
External Infeed	= 1709.86 kW	805.360 kvar	1890.030 kVA												
Load P(U)	= 1587.93 kW	739.740 kvar	1751.780 kVA												
Load P(Un)	= 1588.09 kW	739.780 kvar	1751.940 kVA												
Load P(Un-U)	= 0.16 kW	0.040 kvar													
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar	0.000 kVA												
Grid Losses	= 137.00 kW	68.370 kvar													
Line Charging		67.370 kvar													
Compensation ind.		0.000 kvar													
Compensation cap.		0.000 kvar													
Installed Capacity	= 33.60 kW														
Spinning Reserve	= 0.00 kW														
Total Power Factor:															
Generation	= 0.98	[-]													
Load/Motor	= 0.9 8 / 0.00	[-]													
		<table border="1"> <tr> <td>Potencia generada:</td> <td>13.65 kW</td> </tr> <tr> <td>Alimentación externa. (DO-05):</td> <td>1709.86 kW</td> </tr> <tr> <td>Potencia consumida por las cargas:</td> <td>1587.93 kW</td> </tr> <tr> <td>Las pérdidas de Potencia de toda la red:</td> <td>137.00 kW</td> </tr> <tr> <td>La eficiencia del sistema es:</td> <td>0.9213350</td> </tr> <tr> <td>El porcentaje de pérdidas técnicas:</td> <td>0.0794889</td> </tr> </table>		Potencia generada:	13.65 kW	Alimentación externa. (DO-05):	1709.86 kW	Potencia consumida por las cargas:	1587.93 kW	Las pérdidas de Potencia de toda la red:	137.00 kW	La eficiencia del sistema es:	0.9213350	El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0794889
Potencia generada:	13.65 kW														
Alimentación externa. (DO-05):	1709.86 kW														
Potencia consumida por las cargas:	1587.93 kW														
Las pérdidas de Potencia de toda la red:	137.00 kW														
La eficiencia del sistema es:	0.9213350														
El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0794889														

*Fuente: Propia.*



Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	T
	P

#### 5.5.4.2. Escenario 2046.

##### A. Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima proyectada al 65.4%.

Para este escenario, consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 100% (24 kW, potencia placa del inversor), la demanda máxima mensual proyectada a partir de los historiales (tabla 5.2), para el instituto será al 65.4%, con 16.550 kW (consideraremos la potencia proyectada al 2033 como porcentaje del 65.4 % del 2044) por lo que la carga consumirá de los generadores fotovoltaicos, y la pequeña potencia sobrante será inyectada a la red de baja tensión de ELSE, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.16 y 5.17 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 1.00 pu. Dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de 7.30 kW (Potencia inyectada), la corriente inyectada a la red de ELSE, es de 19.909 A, cargabilidad de la acometida en 19.9 %, se tiene el 8.018% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.064%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 72.8% (trabajando por debajo de la potencia instalada).

**COMENTARIO:** La potencia en la barra “BT7456” es de -6.8 kW (el signo “-”, nos indica el consumo que viene por parte de la SED N° 0018819, o no existe cambio en la dirección de la corriente por lo que la potencia inyectada no es suficiente).

**Aun así, existe potencia inyectada a la red hacia el nodo BT7457 de 7.30 kW y corriente de 19.909 A.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.9:

**Figura 5.9** Flujo de potencia al 2064 con generación y demanda al 65.4%

**Tabla 5.16 Resultado del flujo de potencia al 2046 con generación y demanda al 65.4%.**

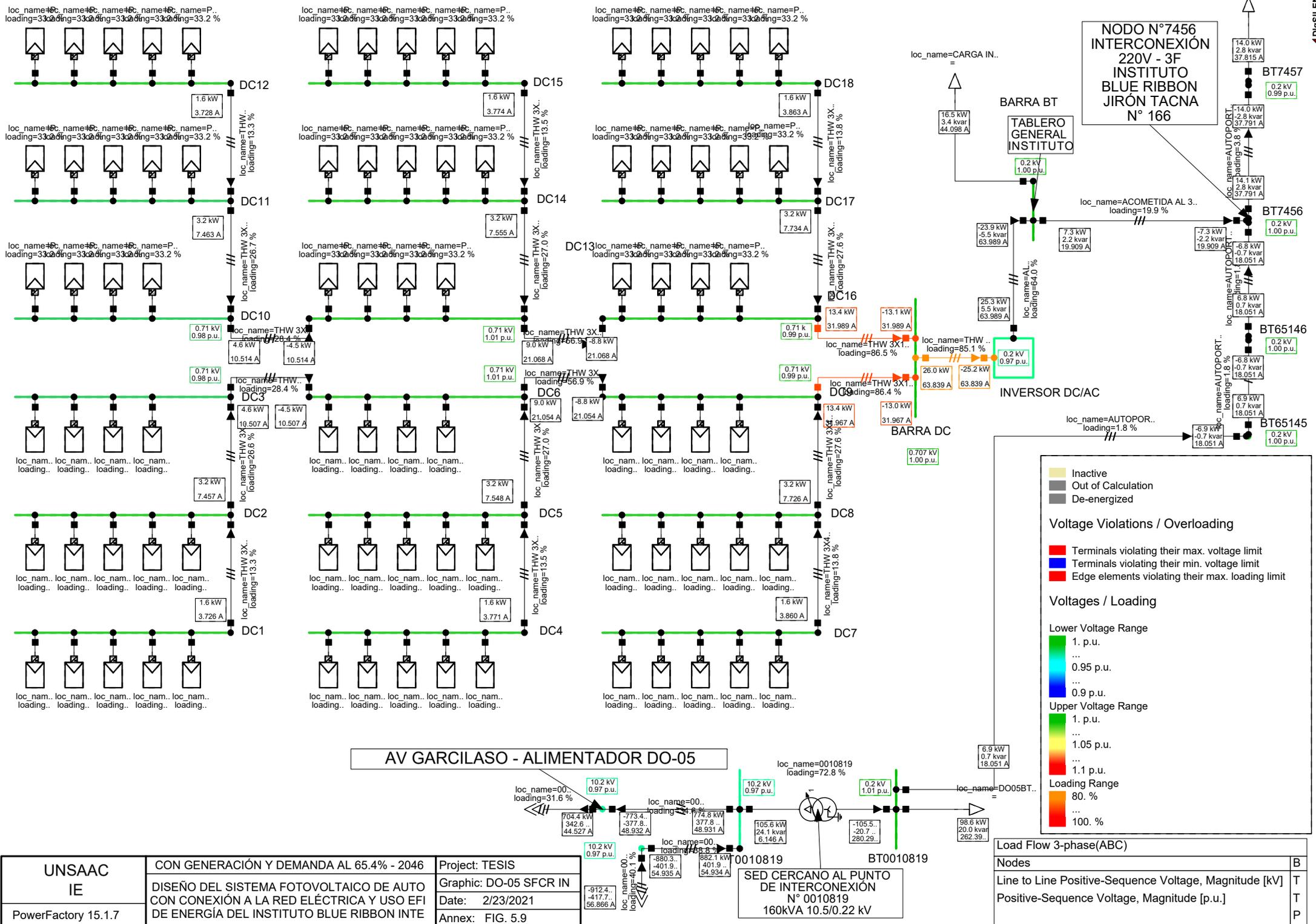
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 65.4% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR																																																																																																			
				Date: 25/02/2021																																																																																																			
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.																																																																																																					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No																																																																																																					
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																																																																																																					
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA																																																																																																					
		Model Equations. 0.10%																																																																																																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TG. Instituto BARRA BT</th> <th>NODO INTERCONEXIÓN BT7456</th> <th>BT7457</th> <th>BT0010819</th> <th>MT0010819</th> <th>SED 0010819</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perfiles de tensión.</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.23</td> <td>10.2</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>1.01</td> <td>0.97</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Perfiles de corriente de la red y SED.</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>19.909</td> <td>18.051</td> <td>37.791</td> <td>280.29</td> <td>6.146</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia activa de la red y SED.</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>7.30</td> <td>-6.8</td> <td>-14</td> <td>-105.5</td> <td>105.6</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva de la red Y SED.</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> </tr> <tr> <td></td> <td>2.20</td> <td>-0.70</td> <td>-2.8</td> <td>-20.7</td> <td>24</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargabilidad de los conductores y SED.</td> <td>ACOMETIDA</td> <td>AUTOPORTANTE 2</td> <td>AUTOPORTANTE 3</td> <td>AUTOPORTANTE</td> <td>008MT05736</td> <td>SED 0010819</td> </tr> <tr> <td></td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>19.9</td> <td>1.8</td> <td>3.8</td> <td>1.8</td> <td>34.6</td> <td>72.8</td> </tr> </tbody> </table>					TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819	Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV		0.22	0.22	0.22	0.23	10.2			pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.		1.00	1.00	0.99	1.01	0.97		Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A		19.909	18.051	37.791	280.29	6.146		Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW		7.30	-6.8	-14	-105.5	105.6		Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar		2.20	-0.70	-2.8	-20.7	24		Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819		%	%	%	%	%	%		19.9	1.8	3.8	1.8	34.6	72.8
	TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819																																																																																																	
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV																																																																																																	
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2																																																																																																		
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.																																																																																																	
	1.00	1.00	0.99	1.01	0.97																																																																																																		
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A																																																																																																	
	19.909	18.051	37.791	280.29	6.146																																																																																																		
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW																																																																																																	
	7.30	-6.8	-14	-105.5	105.6																																																																																																		
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar																																																																																																	
	2.20	-0.70	-2.8	-20.7	24																																																																																																		
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819																																																																																																	
	%	%	%	%	%	%																																																																																																	
	19.9	1.8	3.8	1.8	34.6	72.8																																																																																																	
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.018%				92.064%																																																																																																	

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.17 Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 con generación y demanda al 65.4%.**

		<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 65.4% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR													
Load Flow Calculation.				Total System Summary.															
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).				Automatic Model Adaptation for Convergence.				No											
Automatic Tap Adjust of Transformers.				Max. Acceptable Load Flow Error for.															
Consider Reactive Power Limits.				Nodes.				1 kVA											
				Model Equations				0.10%											
Total System Summary				Study Case: Study Case		Annex: / 2													
No. of Substations	0	No. of Busbars	530	No. of Terminals	0	No. of Lines	371												
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0												
No. of Loads	161	No. of Shunts	0	No. of SVS	0														
Generation	= 27.29 kW	5.540 kvar		27.850 kVA															
External Infeed	= 1710.64 kW	805.050 kvar		1890.610 kVA															
Load P(U)	= 1600.01 kW	742.190 kvar		1763.760 kVA															
Load P(Un)	= 1600.17 kW	742.230 kvar		1763.930 kVA															
Load P(Un-U)	= 0.16 kW	0.040 kvar																	
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA															
Grid Losses	= 139.35 kW	68.390 kvar																	
Line Charging		67.370 kvar																	
Compensation ind.		0.000 kvar																	
Compensation cap.		0.000 kvar																	
Installed Capacity	= 67.20 kW																		
Spinning Reserve	= 0.00 kW																		
Total Power Factor:																			
Generation	= 0.98	[-]																	
Load/Motor	= 0.91 / 0.00	[-]																	
				<table border="1"> <tr> <td>Potencia generada:</td> <td>27.29 kW</td> </tr> <tr> <td>Alimentación externa. (DO-05):</td> <td>1710.64 kW</td> </tr> <tr> <td>Potencia consumida por las cargas:</td> <td>1600.01 kW</td> </tr> <tr> <td>Las pérdidas de Potencia de toda la red:</td> <td>139.35 kW</td> </tr> <tr> <td>La eficiencia del sistema es:</td> <td>0.9206412</td> </tr> <tr> <td>El porcentaje de pérdidas técnicas:</td> <td>0.0801816</td> </tr> </table>				Potencia generada:	27.29 kW	Alimentación externa. (DO-05):	1710.64 kW	Potencia consumida por las cargas:	1600.01 kW	Las pérdidas de Potencia de toda la red:	139.35 kW	La eficiencia del sistema es:	0.9206412	El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0801816
Potencia generada:	27.29 kW																		
Alimentación externa. (DO-05):	1710.64 kW																		
Potencia consumida por las cargas:	1600.01 kW																		
Las pérdidas de Potencia de toda la red:	139.35 kW																		
La eficiencia del sistema es:	0.9206412																		
El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0801816																		

*Fuente: Propia.*



NODO N°7456  
 INTERCONEXIÓN  
 220V - 3F  
 BLUE RIBBON  
 JIRÓN TACNA  
 N° 166

BARRA BT  
 TABLERO GENERAL INSTITUTO

INVERSOR DC/AC

BARRA DC

AV GARCILASO - ALIMENTADOR DO-05

SED CERCANO AL PUNTO DE INTERCONEXIÓN N° 0010819 160kVA 10.5/0.22 kV

**Legend**

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energized (Dark Grey)

**Voltage Violations / Overloading**

- Red: Terminals violating their max. voltage limit
- Blue: Terminals violating their min. voltage limit
- Orange: Edge elements violating their max. loading limit

**Voltages / Loading**

Lower Voltage Range

- 1. p.u. (Green)
- 0.95 p.u. (Yellow)
- 0.9 p.u. (Blue)

Upper Voltage Range

- 1. p.u. (Green)
- 1.05 p.u. (Yellow)
- 1.1 p.u. (Red)

Loading Range

- 80. % (Yellow)
- 100. % (Red)

Load Flow 3-phase(ABC)

Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	T
	P

UNSAAC IE	CON GENERACIÓN Y DEMANDA AL 65.4% - 2046	Project: TESIS
	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Graphic: DO-05 SFCR IN
	PowerFactory 15.1.7	Date: 2/23/2021
		Annex: FIG. 5.9

**B. Generación fotovoltaica al 100% con demanda máxima proyectada al 100%.**

Para este escenario, consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 100% (24 kW, potencia placa del inversor), la demanda máxima mensual proyectada a partir de los historiales (tabla 5.2), para el instituto será al 100%, con 25.301 kW, por lo que la carga consumirá en gran porcentaje de los generadores fotovoltaicos y en pequeño porcentaje de la red ELSE, no habrá potencia inyectada a la red, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.18 y 5.19 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 0.98 pu. Aún dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de -1.30 kW (Potencia consumida), la corriente consumida de la red de ELSE, es de 3.5970 A, cargabilidad de la acometida en 3.6%, se tiene el 8.028% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.057%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 81.8% (trabajando por debajo de la potencia instalada).

**COMENTARIO: La potencia en la barra “BT7456” es de -19.5 kW, por lo que no existe potencia inyectada a la red.**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.10:

**Figura 5.10** *Flujo de potencia al 2064 con generación y demanda al 100%*

**Tabla 5.18 Resultado del flujo de potencia al 2046 con generación y demanda al 100%.**

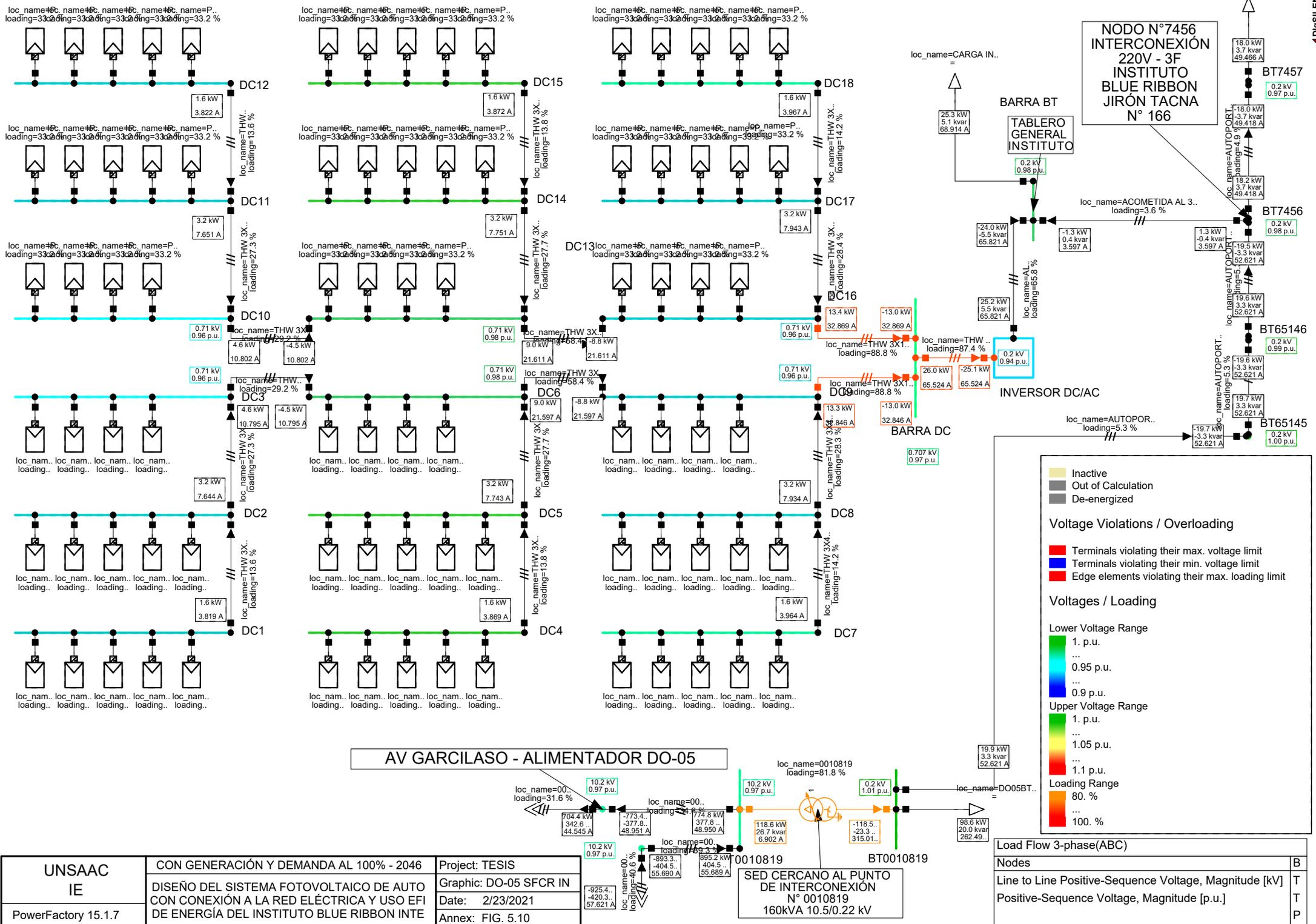
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR																																																																																																			
				Date: 25/02/2021																																																																																																			
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.																																																																																																					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No																																																																																																					
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																																																																																																					
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA																																																																																																					
		Model Equations. 0.10%																																																																																																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TG. Instituto BARRA BT</th> <th>NODO INTERCONEXIÓN BT7456</th> <th>BT7457</th> <th>BT0010819</th> <th>MT0010819</th> <th>SED 0010819</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perfiles de tensión.</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.23</td> <td>10.2</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.98</td> <td>0.98</td> <td>0.97</td> <td>1.01</td> <td>0.97</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Perfiles de corriente de la red y SED.</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>3.597</td> <td>52.621</td> <td>49.418</td> <td>315.018</td> <td>6.902</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia activa de la red y SED.</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>-1.30</td> <td>-19.5</td> <td>-18</td> <td>-118.5</td> <td>118.6</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva de la red Y SED.</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.40</td> <td>-3.30</td> <td>-3.7</td> <td>-23.3</td> <td>26.7</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargabilidad de los conductores y SED.</td> <td>ACOMETIDA</td> <td>AUTOPORTANTE 2</td> <td>AUTOPORTANTE 3</td> <td>AUTOPORTANTE</td> <td>008MT05736</td> <td>SED 0010819</td> </tr> <tr> <td></td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>3.6</td> <td>5.3</td> <td>4.9</td> <td>5.3</td> <td>34.6</td> <td>81.8</td> </tr> </tbody> </table>					TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819	Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV		0.22	0.22	0.22	0.23	10.2			pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.		0.98	0.98	0.97	1.01	0.97		Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A		3.597	52.621	49.418	315.018	6.902		Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW		-1.30	-19.5	-18	-118.5	118.6		Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar		0.40	-3.30	-3.7	-23.3	26.7		Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819		%	%	%	%	%	%		3.6	5.3	4.9	5.3	34.6	81.8
	TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819																																																																																																	
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV																																																																																																	
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2																																																																																																		
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.																																																																																																	
	0.98	0.98	0.97	1.01	0.97																																																																																																		
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A																																																																																																	
	3.597	52.621	49.418	315.018	6.902																																																																																																		
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW																																																																																																	
	-1.30	-19.5	-18	-118.5	118.6																																																																																																		
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar																																																																																																	
	0.40	-3.30	-3.7	-23.3	26.7																																																																																																		
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819																																																																																																	
	%	%	%	%	%	%																																																																																																	
	3.6	5.3	4.9	5.3	34.6	81.8																																																																																																	
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.028%				92.057%																																																																																																	

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.19 Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 con generación y demanda al 100%.**

		<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021												
Load Flow Calculation.				Total System Summary.													
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).				Automatic Model Adaptation for Convergence. No													
Automatic Tap Adjust of Transformers. No				Max. Acceptable Load Flow Error for.													
Consider Reactive Power Limits. No				Nodes. 1 kVA													
				Model Equations 0.10%													
Total System Summary				Study Case: Study Case													
				Annex: / 2													
No. of Substations	0	No. of Busbars	530	No. of Terminals	0												
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0												
No. of Loads	161	No. of Shunts	0	No. of SVS	0												
Generation	= 27.29 kW	5.540 kvar		27.850 kVA													
External Infeed	= 1724.62 kW	807.620 kvar		1904.620 kVA													
Load P(U)	= 1612.75 kW	744.780 kvar		1776.420 kVA													
Load P(Un)	= 1612.92 kW	744.820 kvar		1776.580 kVA													
Load P(Un-U)	= 0.16 kW	0.040 kvar															
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar		0.000 kVA													
Grid Losses	= 140.64 kW	68.370 kvar															
Line Charging		67.330 kvar															
Compensation ind.		0.000 kvar															
Compensation cap.		0.000 kvar															
Installed Capacity	= 67.20 kW																
Spinning Reserve	= 0.00 kW																
Total Power Factor:																	
Generation	= 0.98	[-]															
Load/Motor	= 0.91 / 0.00	[-]															
				<table border="1"> <tr> <td>Potencia generada:</td> <td>27.29 kW</td> </tr> <tr> <td>Alimentación externa. (DO-05):</td> <td>1724.62 kW</td> </tr> <tr> <td>Potencia consumida por las cargas:</td> <td>1612.75 kW</td> </tr> <tr> <td>Las pérdidas de Potencia de toda la red:</td> <td>140.64 kW</td> </tr> <tr> <td>La eficiencia del sistema es:</td> <td>0.9205667</td> </tr> <tr> <td>El porcentaje de pérdidas técnicas:</td> <td>0.0802781</td> </tr> </table>		Potencia generada:	27.29 kW	Alimentación externa. (DO-05):	1724.62 kW	Potencia consumida por las cargas:	1612.75 kW	Las pérdidas de Potencia de toda la red:	140.64 kW	La eficiencia del sistema es:	0.9205667	El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0802781
Potencia generada:	27.29 kW																
Alimentación externa. (DO-05):	1724.62 kW																
Potencia consumida por las cargas:	1612.75 kW																
Las pérdidas de Potencia de toda la red:	140.64 kW																
La eficiencia del sistema es:	0.9205667																
El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0802781																

*Fuente: Propia.*



**C.** Generación fotovoltaica al 50% con demanda máxima proyectada al 100%.

Finalmente, para este escenario, consideramos la generación fotovoltaica con potencia generada al 50% (12.00 kW, potencia placa del inversor), la demanda máxima mensual proyectada a partir de los historiales (tabla 5.2), para el instituto será al 100%, con 25.301 kW, por lo que la carga consumirá en gran porcentaje de los generadores fotovoltaicos y en pequeño porcentaje de la red ELSE, no habrá potencia inyectada a la red, los resultados del flujo de potencia se muestran en las tablas 5.20 y 5.21 respectivamente.

Según los resultados, la tensión en la barra “BARRA BT” es de 0.96 pu. Aún dentro del rango normativo (0.95 pu. al 1.05 pu.), la potencia es de -12.90 kW (Potencia consumida), la corriente consumida de la red de ELSE, es de 35.94 A, cargabilidad de la acometida en 35.9%, se tiene el 8.017% de pérdidas técnicas totales en el alimentador DO-05 por los que la eficiencia para dicho escenario es del 92.066%, con cargabilidad del transformador N° 0018819 al 81.8% (trabajando por debajo de la potencia instalada).

**COMENTARIO: La potencia en la barra “BT7456” es de -31.20 kW, por lo que no existe potencia inyectada a la red,**

El plano de simulación, se detalla en la figura 5.11:

**Figura 5.11** *Flujo de potencia al 2064 con generación (50%) y demanda al 100%*

**Tabla 5.20 Resultado del flujo de potencia al 2046 con generación (50%) y demanda al 100%.**

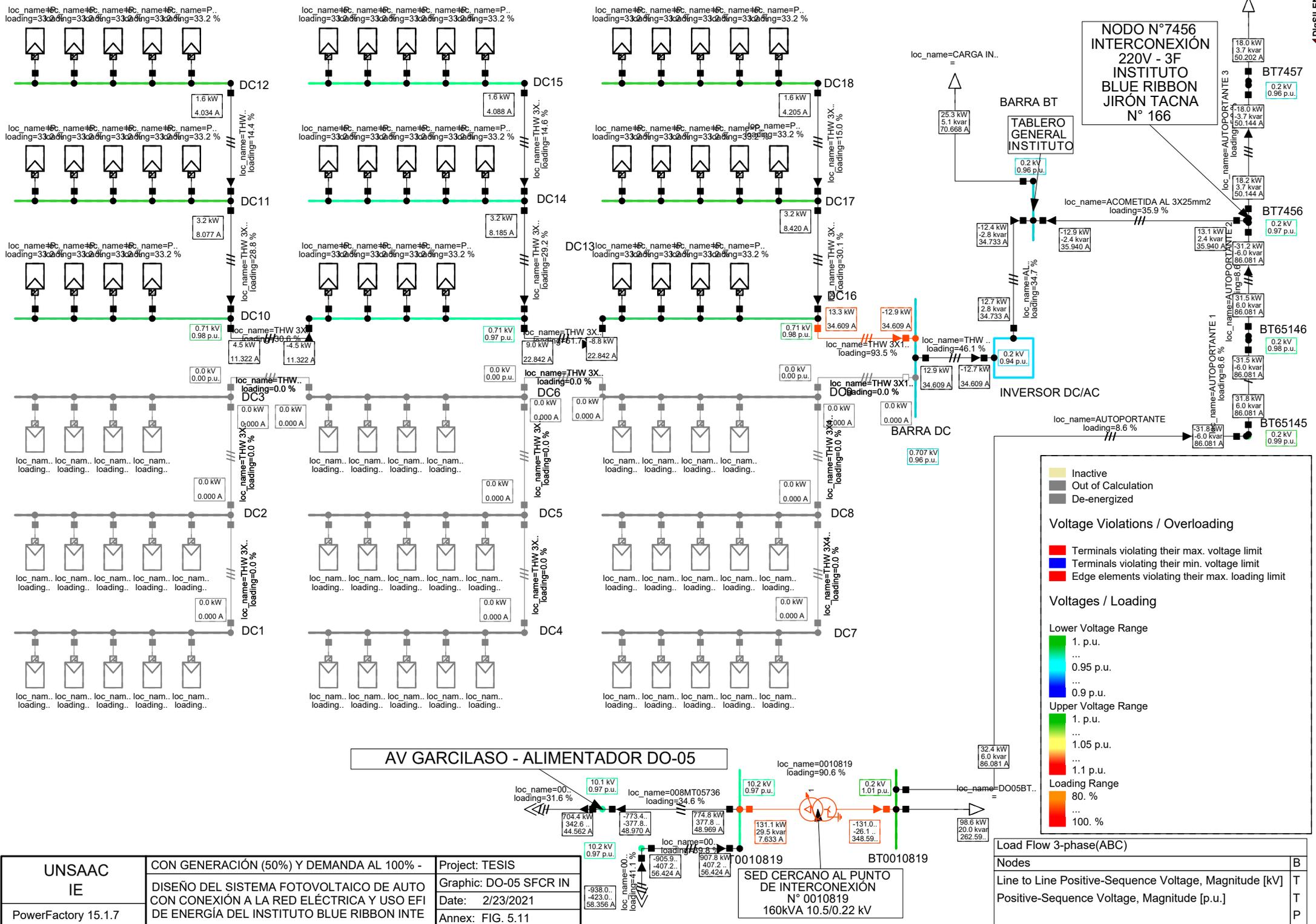
<u>RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA CON SFCR (50%) Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2046</u>		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: SFCR																																																																																																			
				Date: 25/02/2021																																																																																																			
Load Flow Calculation.		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange.																																																																																																					
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No																																																																																																					
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.																																																																																																					
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes. 1 kVA																																																																																																					
		Model Equations. 0.10%																																																																																																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TG. Instituto BARRA BT</th> <th>NODO INTERCONEXIÓN BT7456</th> <th>BT7457</th> <th>BT0010819</th> <th>MT0010819</th> <th>SED 0010819</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perfiles de tensión.</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> <td>kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.22</td> <td>0.23</td> <td>10.2</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> <td>pu.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.96</td> <td>0.97</td> <td>0.96</td> <td>1.01</td> <td>0.97</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Perfiles de corriente de la red y SED.</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>35.94</td> <td>86.081</td> <td>50.144</td> <td>348.597</td> <td>7.633</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia activa de la red y SED.</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>-12.90</td> <td>-31.2</td> <td>-18</td> <td>-131</td> <td>131.1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva de la red Y SED.</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> <td>Kvar</td> </tr> <tr> <td></td> <td>-2.40</td> <td>-6.00</td> <td>-3.7</td> <td>-26.1</td> <td>29.5</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargabilidad de los conductores y SED.</td> <td>ACOMETIDA</td> <td>AUTOPORTANTE 2</td> <td>AUTOPORTANTE 3</td> <td>AUTOPORTANTE</td> <td>008MT05736</td> <td>SED 0010819</td> </tr> <tr> <td></td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>35.9</td> <td>8.6</td> <td>5</td> <td>8.6</td> <td>34.6</td> <td>90.6</td> </tr> </tbody> </table>					TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819	Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV		0.22	0.22	0.22	0.23	10.2			pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.		0.96	0.97	0.96	1.01	0.97		Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A		35.94	86.081	50.144	348.597	7.633		Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW		-12.90	-31.2	-18	-131	131.1		Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar		-2.40	-6.00	-3.7	-26.1	29.5		Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819		%	%	%	%	%	%		35.9	8.6	5	8.6	34.6	90.6
	TG. Instituto BARRA BT	NODO INTERCONEXIÓN BT7456	BT7457	BT0010819	MT0010819	SED 0010819																																																																																																	
Perfiles de tensión.	kV	kV	kV	kV	kV	kV																																																																																																	
	0.22	0.22	0.22	0.23	10.2																																																																																																		
	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.	pu.																																																																																																	
	0.96	0.97	0.96	1.01	0.97																																																																																																		
Perfiles de corriente de la red y SED.	A	A	A	A	A	A																																																																																																	
	35.94	86.081	50.144	348.597	7.633																																																																																																		
Potencia activa de la red y SED.	kW	kW	kW	kW	kW	kW																																																																																																	
	-12.90	-31.2	-18	-131	131.1																																																																																																		
Potencia reactiva de la red Y SED.	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar	Kvar																																																																																																	
	-2.40	-6.00	-3.7	-26.1	29.5																																																																																																		
Cargabilidad de los conductores y SED.	ACOMETIDA	AUTOPORTANTE 2	AUTOPORTANTE 3	AUTOPORTANTE	008MT05736	SED 0010819																																																																																																	
	%	%	%	%	%	%																																																																																																	
	35.9	8.6	5	8.6	34.6	90.6																																																																																																	
Pérdidas técnicas y eficiencia alimentador DO-05.		PÉRDIDAS TÉCNICAS = 8.017%				92.066%																																																																																																	

*Fuente: Propia.*

**Tabla 5.21 Resultado de las pérdidas técnicas al 2046 con generación (50%) y demanda al 100%.**

<u>RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS CON SFCR (50%) Y DEMANDA MÁXIMA AL 100% - 2046</u>		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: SFCR Date: 25/02/2021												
Load Flow Calculation.		Total System Summary.													
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC).		Automatic Model Adaptation for Convergence. No													
Automatic Tap Adjust of Transformers.	No	Max. Acceptable Load Flow Error for.													
Consider Reactive Power Limits.	No	Nodes.	1 kVA												
		Model Equations	0.10%												
Total System Summary		Study Case: Study Case	Annex: / 2												
No. of Substations	0	No. of Busbars	530												
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0												
No. of Loads	161	No. of Shunts	0												
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	0												
No. of SVS	0	No. of asyn. Machines	0												
Generation	= 13.65 kW	2.770 kvar	13.930 kVA												
External Infeed	= 1738.09 kW	810.360 kvar	1917.720 kVA												
Load P(U)	= 1612.75 kW	744.780 kvar	1776.420 kVA												
Load P(Un)	= 1612.92 kW	744.820 kvar	1776.580 kVA												
Load P(Un-U)	= 0.17 kW	0.040 kvar													
Motor Load	= 0.00 kW	0.000 kvar	0.000 kVA												
Grid Losses	= 140.43 kW	68.330 kvar													
Line Charging		67.300 kvar													
Compensation ind.		0.000 kvar													
Compensation cap.		0.000 kvar													
Installed Capacity	= 33.60 kW														
Spinning Reserve	= 0.00 kW														
Total Power Factor:															
Generation	= 0.98	[-]													
Load/Motor	= 0.91 / 0.00	[-]													
		<table border="1"> <tr> <td>Potencia generada:</td> <td>13.65 kW</td> </tr> <tr> <td>Alimentación externa. (DO-05):</td> <td>1738.09 kW</td> </tr> <tr> <td>Potencia consumida por las cargas:</td> <td>1612.75 kW</td> </tr> <tr> <td>Las pérdidas de Potencia de toda la red:</td> <td>140.43 kW</td> </tr> <tr> <td>La eficiencia del sistema es:</td> <td>0.9206560</td> </tr> <tr> <td>El porcentaje de pérdidas técnicas:</td> <td>0.0801660</td> </tr> </table>		Potencia generada:	13.65 kW	Alimentación externa. (DO-05):	1738.09 kW	Potencia consumida por las cargas:	1612.75 kW	Las pérdidas de Potencia de toda la red:	140.43 kW	La eficiencia del sistema es:	0.9206560	El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0801660
Potencia generada:	13.65 kW														
Alimentación externa. (DO-05):	1738.09 kW														
Potencia consumida por las cargas:	1612.75 kW														
Las pérdidas de Potencia de toda la red:	140.43 kW														
La eficiencia del sistema es:	0.9206560														
El porcentaje de pérdidas técnicas:	0.0801660														

Fuente: Propia.



**Legend**

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energized (Dark Grey)

**Voltage Violations / Overloading**

- Red: Terminals violating their max. voltage limit
- Blue: Terminals violating their min. voltage limit
- Red: Edge elements violating their max. loading limit

**Voltages / Loading**

Lower Voltage Range

- 1. p.u. (Green)
- 0.95 p.u. (Yellow)
- 0.9 p.u. (Blue)

Upper Voltage Range

- 1. p.u. (Green)
- 1.05 p.u. (Yellow)
- 1.1 p.u. (Red)

Loading Range

- 80. % (Yellow)
- 100. % (Red)

UNSAAC IE	CON GENERACIÓN (50%) Y DEMANDA AL 100% -	Project: TESIS
	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFI DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Graphic: DO-05 SFCR IN
	PowerFactory 15.1.7	Date: 2/23/2021
		Annex: FIG. 5.11

Load Flow 3-phase(ABC)		Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]			T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]			T
			P

### 5.5.5. Análisis de resultado del flujo de potencia.

#### 5.5.5.1. Análisis de resultados de las tensiones.

En la tabla 5.22 y gráfico 5.1, se muestra la comparación de resultados para el año 2021 y el 2046, con y sin aportaciones tanto de la generación fotovoltaica como el consumo de la demanda por el instituto, por lo que la generación fotovoltaica tiene un aporte positivo al alimentador DO-05 a través de la red de baja tensión.

**Tabla 5.22** Resultado de tensiones en pu 2021 y 2046.

TENSIONES	2021				2046			
	GFV (0%)		GFV (100%)		GFV (0%)		GFV (100%)	
	DM (100%)	DM (100%)	DM (100%)	DM (100%)	DM (100%)	DM (100%)	DM (100%)	
	kV	pu.	kV	pu.	kV	pu.	kV	pu.
BARRA BT	0.22	0.98	0.22	1.03	0.22	0.93	0.22	0.98
BT7456	0.22	0.99	0.22	1.01	0.22	0.95	0.22	0.98
BT7457	0.22	0.98	0.22	1.01	0.22	0.94	0.22	0.97
BT0010819	0.23	1.01	0.23	1.01	0.23	1.01	0.23	1.01
MT0010819	10.2	0.97	10.2	0.97	10.2	0.97	10.2	0.97

Leyenda:

GFV (0%) No existe generación fotovoltaica

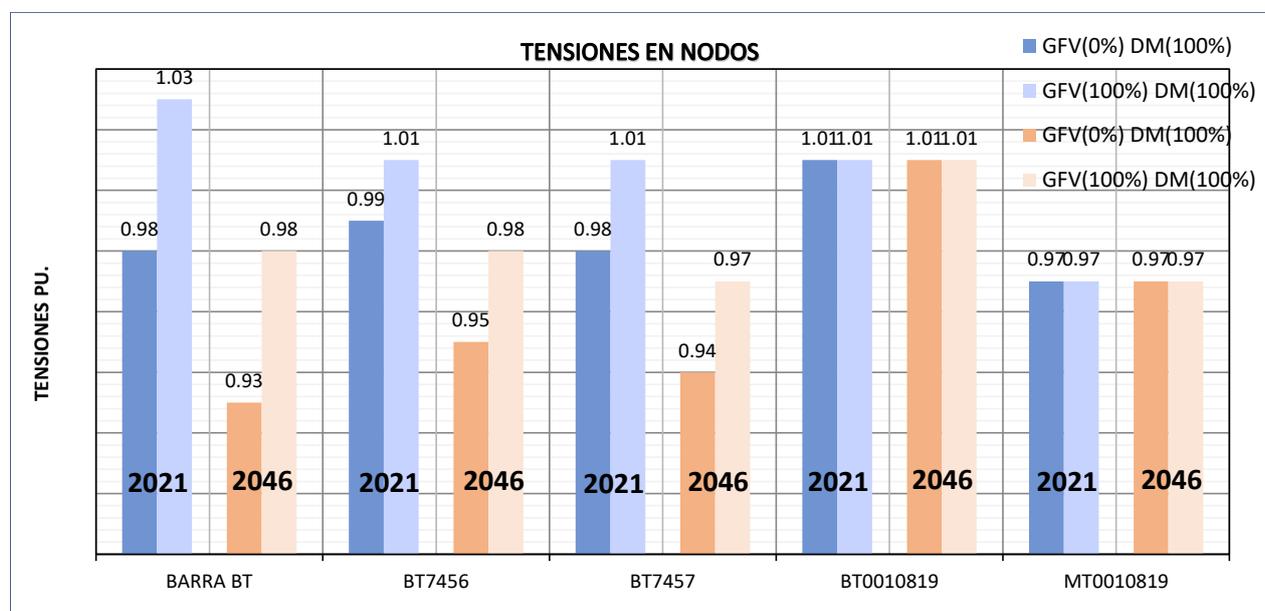
GFV (100%) Existe generación fotovoltaica.

DM (0%) No existe consumo eléctrico del instituto.

DM (100%) Existe consumo eléctrico del instituto.

Fuente: Propia.

**Gráfico 5.1** Resultado de tensiones en pu 2021 y 2046.



Fuente: Propia.

### 5.5.5.2. Análisis de las corrientes y cargabilidad de los conductores.

En la tabla 5.23, se muestra la comparación de resultados para el año 2021 y el 2046, con y sin aportaciones tanto de la generación fotovoltaica como el consumo de la demanda por el instituto, por lo que la generación fotovoltaica no sobrecarga los conductores existentes en la red de baja tensión perteneciente al alimentador DO-05, llegando a una corriente máxima de 386.2 A y cargabilidad del 72.6%.

**Tabla 5.23** Resultado de corrientes y cargabilidad en las líneas de bt 2021 y 2046.

CORRIENTES Y CARGABILIDAD DE CONDUCTORES	2021				2046			
	GFV (0%) DM (100%)		GFV (100%) DM (100%)		GFV (0%) DM (100%)		GFV (100%) DM (100%)	
	Corriente	Cargabiliad	Corriente	Cargabiliad	Corriente	Cargabiliad	Corriente	Cargabiliad
	A	%	A	%	A	%	A	%
ACOMETIDA	23.202	23.2	40.82	40.8	72.59	72.6	3.597	3.6
AUTOPORTANTE 2	50.501	5.1	14.32	1.4	123.6	12.4	52.62	5.3
AUTOPORTANTE 3	27.314	2.7	26.57	2.7	50.97	5.1	49.42	4.9
AUTOPORTANTE	312.92	5.1	248	1.4	386.2	12.4	315	5.3
MT0010819	6.857	34.6	5.444	34.6	8.451	34.7	6.902	34.6

Leyenda:

GFV (0%)	No existe generación fotovoltaica
GFV (100%)	Existe generación fotovoltaica.
DM (0%)	No existe consumo eléctrico del instituto.
DM (100%)	Existe consumo eléctrico del instituto.

Fuente: Propia.

### 5.5.5.3. Análisis de las potencias aportadas y/o consumidas de la red de BT.

En la tabla 5.24, se muestra la comparación de resultados para el año 2021 y el 2046, con y sin aportaciones tanto de la generación fotovoltaica como el consumo de la demanda por el instituto, por lo que la generación fotovoltaica, a pesar de que la carga del instituto consumo una potencia máxima de 8.5 kW, existe una potencia inyectada a la red de 15.5 kW.

Al año 2046, no hay aporte de potencia a la red, debido a la proyección de la demanda eléctrica, el instituto consume de la red una mínima cantidad de potencia, llegando a ser de 1.3 kW. Aun así, el aporte del generador fotovoltaico es positivo para el alimentador DO-05 a través de la red de baja tensión.

**Tabla 5.24** Resultado de potencia aportada y/o consumidas 2021 y 2046.

POTENCIAS	2021				2046			
	GFV (0%)		GFV (100%)		GFV (0%)		GFV (100%)	
	DM (100%)		DM (100%)		DM (100%)		DM (100%)	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
ACOMETIDA	<b>-8.500</b>	-1.7	<b>15.5</b>	3.8	<b>-25.2</b>	-5.1	<b>-1.3</b>	0.4
AUTOPORTANTE 2	-18.6	-3.8	5.2	1.8	-44.1	-8.8	-19.5	-0.3
AUTOPORTANTE 3	-10	-2	-10	-2	-18	-3.7	-18	-3.7
AUTOPORTANTE	-117.6	-23.8	-93.4	-18.3	-145.1	-28.8	-118.5	-23.3
MT0010819	117.7	27.2	93.5	21.7	145.2	32.2	118.6	26.7

Leyenda:

GFV (0%)	No existe generación fotovoltaica
GFV (100%)	Existe generación fotovoltaica.
DM (0%)	No existe consumo eléctrico del instituto.
DM (100%)	Existe consumo eléctrico del instituto.

Fuente: Propia.

#### 5.5.5.4. Análisis de las pérdidas técnicas y eficiencia del alimentador DO-05.

Finalmente, en la tabla 5.25, se muestra la comparación de resultados para el año 2021 y el 2046, las pérdidas técnicas al 2021 sin aportación del sistema fotovoltaico es de 7.955%, con aportación es del 8.025%, la diferencia del incremento es del 0.07%.

Para el 2046 las pérdidas técnicas sin aportación del sistema fotovoltaico son de 8.097%, con aportación es del 8.028%, la diferencia del incremento es del -0.069% (ligera disminución de las pérdidas).

En cuanto a la cargabilidad, los resultados son notables, para el año 2046 que tenía una sobrecarga en la subestación que alimenta el circuito 1 (carga del instituto) del 100.3%, con la generación fotovoltaica disminuye al 81.8%.

Por lo que el aporte del generador fotovoltaico es positivo para el alimentador DO-05 a través de la red de baja tensión.

**Tabla 5.25** Resultado de las pérdidas técnicas, eficiencia del alimentado 2021 y 2046.

PÉRDIDAS TÉCNICAS, EFICIENCIA Y CARGABILIDAD SED	2021		2046	
	GFV (0%) DM (100%) %	GFV (100%) DM (100%) %	GFV (0%) DM (100%) %	GFV (100%) DM (100%) %
PÉRDIDAS	7.955	8.025	8.097	8.028
EFICIENCIA	92.125	92.06	91.99	92.057
CARGABILIDAD SED	<b>81.3</b>	64.4	<b>100.3</b>	81.8

Leyenda:

GFV (0%)

No existe generación fotovoltaica

GFV (100%)

Existe generación fotovoltaica.

DM (0%)

No existe consumo eléctrico del instituto.

DM (100%)

Existe consumo eléctrico del instituto.

*Fuente: Propia.*

## 5.6. Análisis de Corto Circuito.

Se realiza un estudio de corto circuito con el fin de verificar las posibles variaciones de corrientes de falla con la interconexión del generador fotovoltaico, en el punto de interconexión y en la barra de baja tensión del transformador N° 0010819, que alimenta el circuito 1 y por ende la carga el instituto, esto con el fin de verificar que no afecte al sistema de protección con las que cuenta el tablero principal de la subestación.

Se hará el análisis de corto circuito monofásico, por ser la más severa, suponiendo que la falla se da en el tablero general y en la fase “A”, donde se encuentra ubicado la barra “BARRA BT” del instituto.

### 5.6.1. Análisis de corto circuito monofásico.

#### 5.6.1.1. Escenario 2021.

El resultado de las simulaciones con y sin la Interconexión de los Paneles Fotovoltaicos y Demanda al 100%, se muestran en la tabla 5.26.

La diferencia de la corriente de falla monofásica para el 2021 con la interconexión fotovoltaica es:  $I_{kssA} = 0.0000 \text{ A}$ .

**Conclusión: La falla monofásica producto de la generación fotovoltaica para el 2021, no afecta a los sistemas de protección de la SED N° 0010819.**

**Tabla 5.26** Resultado de corto circuito monofásico fase “a” con y sin la interconexión fotovoltaica 2021.

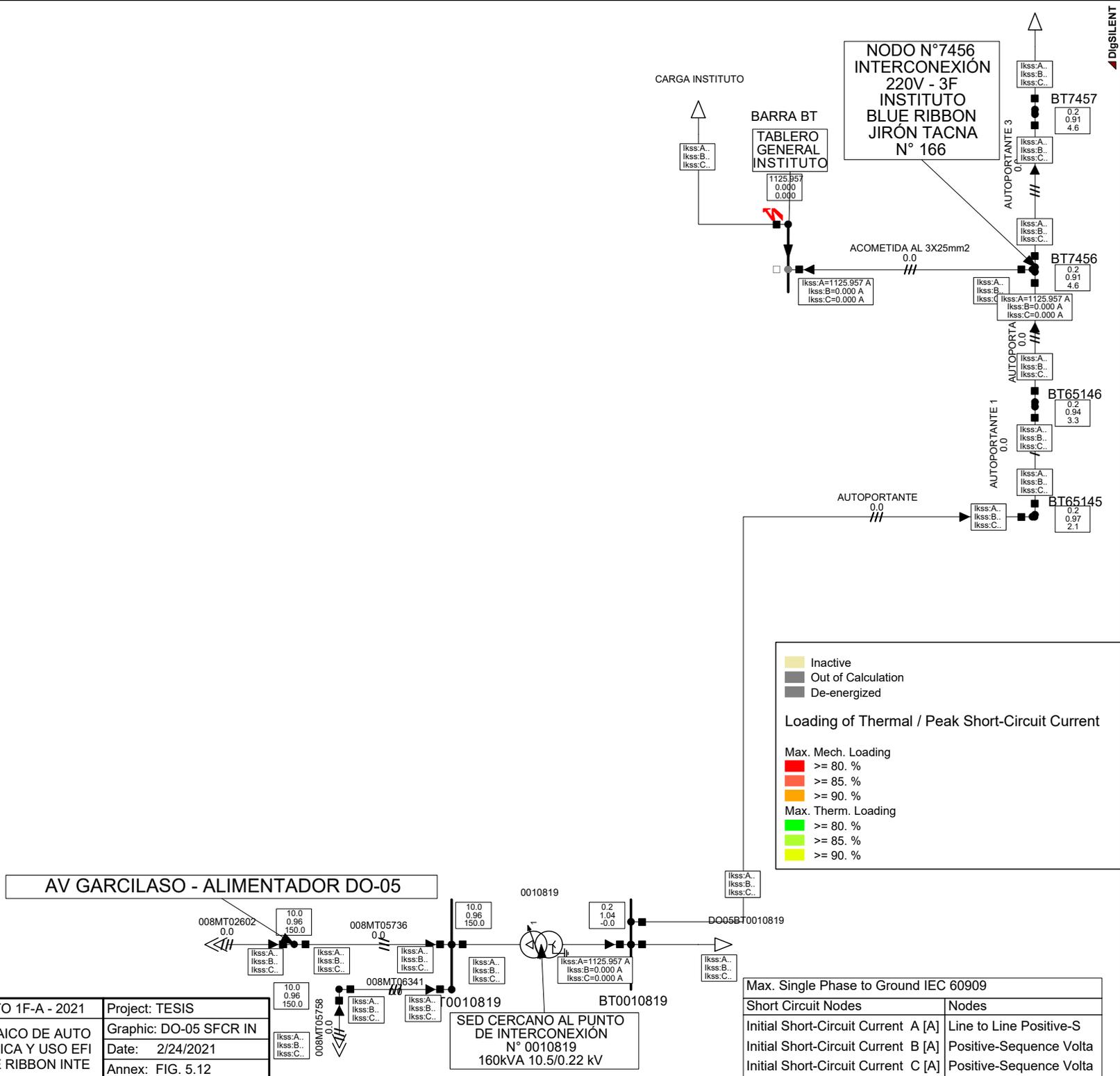
	ESCENARIO 2021		
	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ( $I_{kss} = A$ )		
	BARRA BT	BT7456	BT0010819
Sin Generación Fotovoltaica	1125.957 A	1125.957 A	1125.957 A
Con Generación Fotovoltaica	1125.957 A	1125.957 A	1125.957 A
Variación $I_{kssA} = 1\phi$	0.000 A	0.000 A	0.000 A

Fuente: Propia.

El plano de simulación, se detalla en las figuras 5.12 y 5.13:

**Figura 5.12** Corto circuito monofásico fase “A” sin la interconexión fotovoltaica 2021.

**Figura 5.13** Corto circuito monofásico fase “A” con la interconexión fotovoltaica 2021.

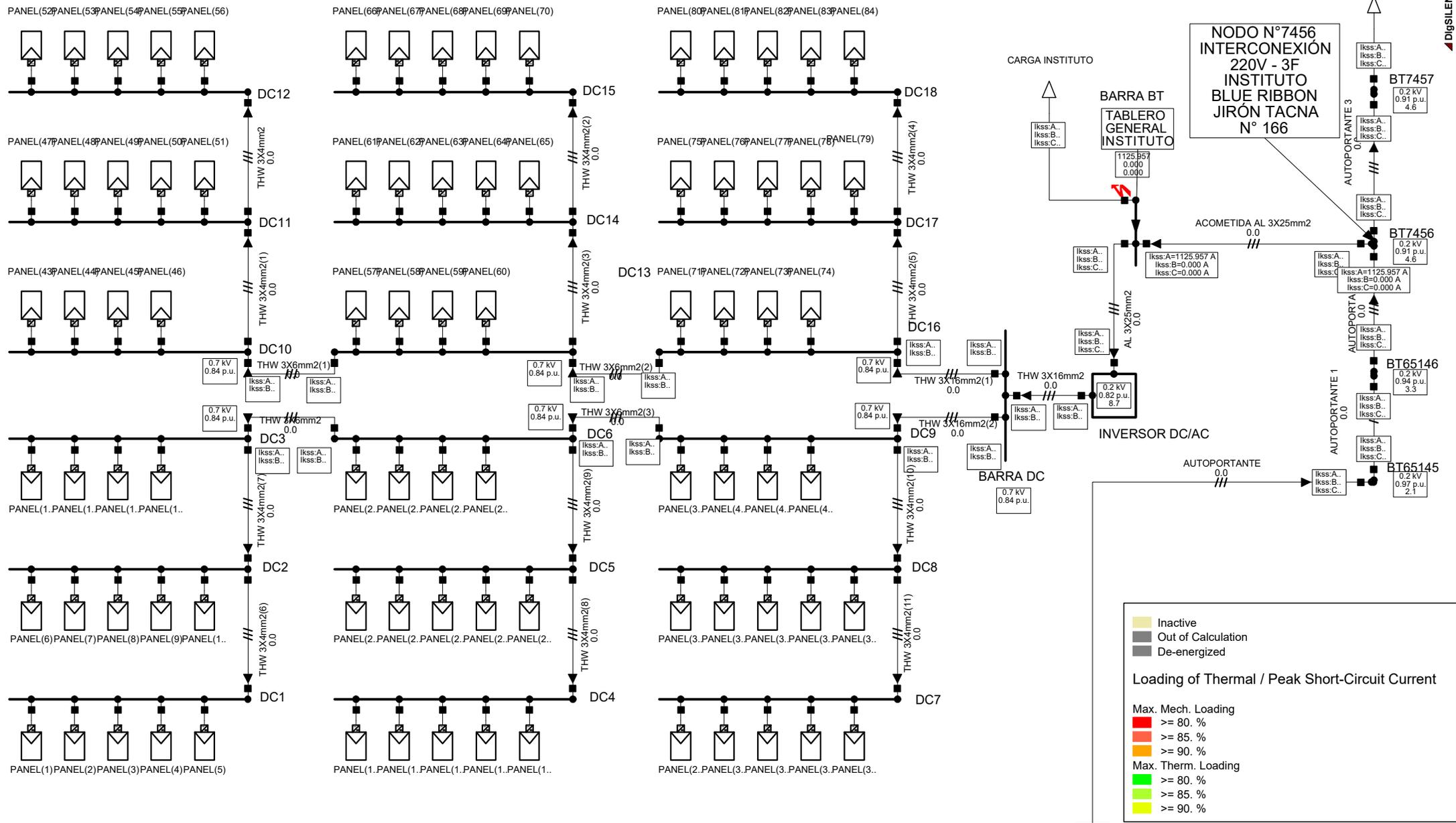


<b>UNSAAC IE</b>	SIN GENERACIÓN CORTOCIRCUITO 1F-A - 2021	Project: TESIS
	PowerFactory 15.1.7	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFI DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE
		Date: 2/24/2021
		Annex: FIG. 5.12

008MT0260Z	008MT05736	008MT06341	008MT05758
10.0 0.0 0.0	10.0 0.96 150.0	10.0 0.96 150.0	10.0 0.96 150.0
Ikss:A. Ikss:B. Ikss:C.	Ikss:A. Ikss:B. Ikss:C.	Ikss:A. Ikss:B. Ikss:C.	Ikss:A. Ikss:B. Ikss:C.

0010819	0010819	BT0010819
10.0 0.96 150.0	10.0 0.96 150.0	0.2 1.04 -0.0
Ikss:A. Ikss:B. Ikss:C.	Ikss:A. Ikss:B. Ikss:C.	Ikss:A=1125.957 A Ikss:B=0.000 A Ikss:C=0.000 A

<b>Max. Single Phase to Ground IEC 60909</b>		
Short Circuit Nodes	Nodes	
Initial Short-Circuit Current A [A]	Line to Line Positive-S	
Initial Short-Circuit Current B [A]	Positive-Sequence Volta	
Initial Short-Circuit Current C [A]	Positive-Sequence Volta	



**Legend**

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

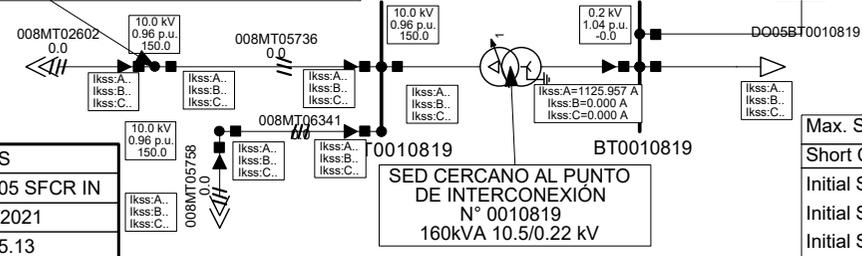
**Max. Mech. Loading**

- >= 80. %
- >= 85. %
- >= 90. %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80. %
- >= 85. %
- >= 90. %

**AV GARCILASO - ALIMENTADOR DO-05**



UNSAAC IE	CON GENERACIÓN CORTOCIRCUITO 1F-A - 2021	Project: TESIS
	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFI DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Graphic: DO-05 SFCR IN
		Date: 2/24/2021
PowerFactory 15.1.7		Annex: FIG. 5.13

Max. Single Phase to Ground IEC 60909		
Short Circuit Nodes	Nodes	
Initial Short-Circuit Current A [A]	Line to Line Positive-S	
Initial Short-Circuit Current B [A]	Positive-Sequence Volta	
Initial Short-Circuit Current C [A]	Positive-Sequence Volta	

### 5.6.1.2. Escenario 2046.

El resultado de las simulaciones con y sin la Interconexión de los Paneles Fotovoltaicos y Demanda al 100%, se muestran en la tabla 5.27.

Para el año 2046, no existe diferencia de corriente de falla monofásica con la interconexión fotovoltaica respecto al 2021,  $I_{kssA_{2021}} = I_{kssA_{2046}} = 0.0000 \text{ A}$ .

**Conclusión: La falla monofásica producto de la generación fotovoltaica para el 2046, no afecta a los sistemas de protección de la SED N° 0010819.**

**Tabla 5.27** Resultado de corto circuito monofásico fase “a” con y sin la interconexión fotovoltaica 2046.

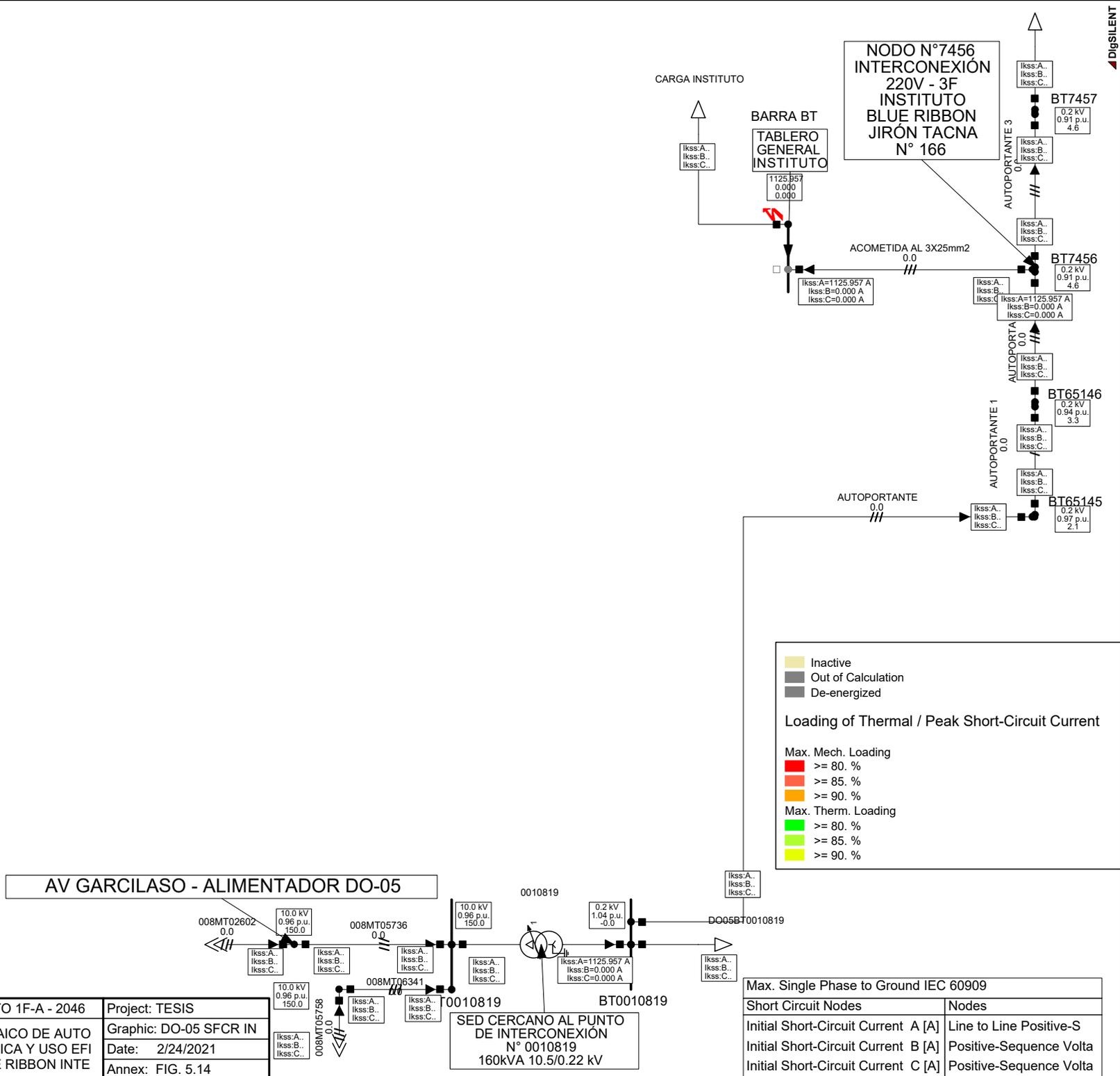
	ESCENARIO 2021		
	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ( $I_{kss} = A$ )		
	BARRA BT	BT7456	BT0010819
Sin Generación Fotovoltaica	1125.957 A	1125.957 A	1125.957 A
Con Generación Fotovoltaica	1125.957 A	1125.957 A	1125.957 A
Variación $I_{kss} = 1\phi$	0.000 A	0.000 A	0.000 A

Fuente: Propia.

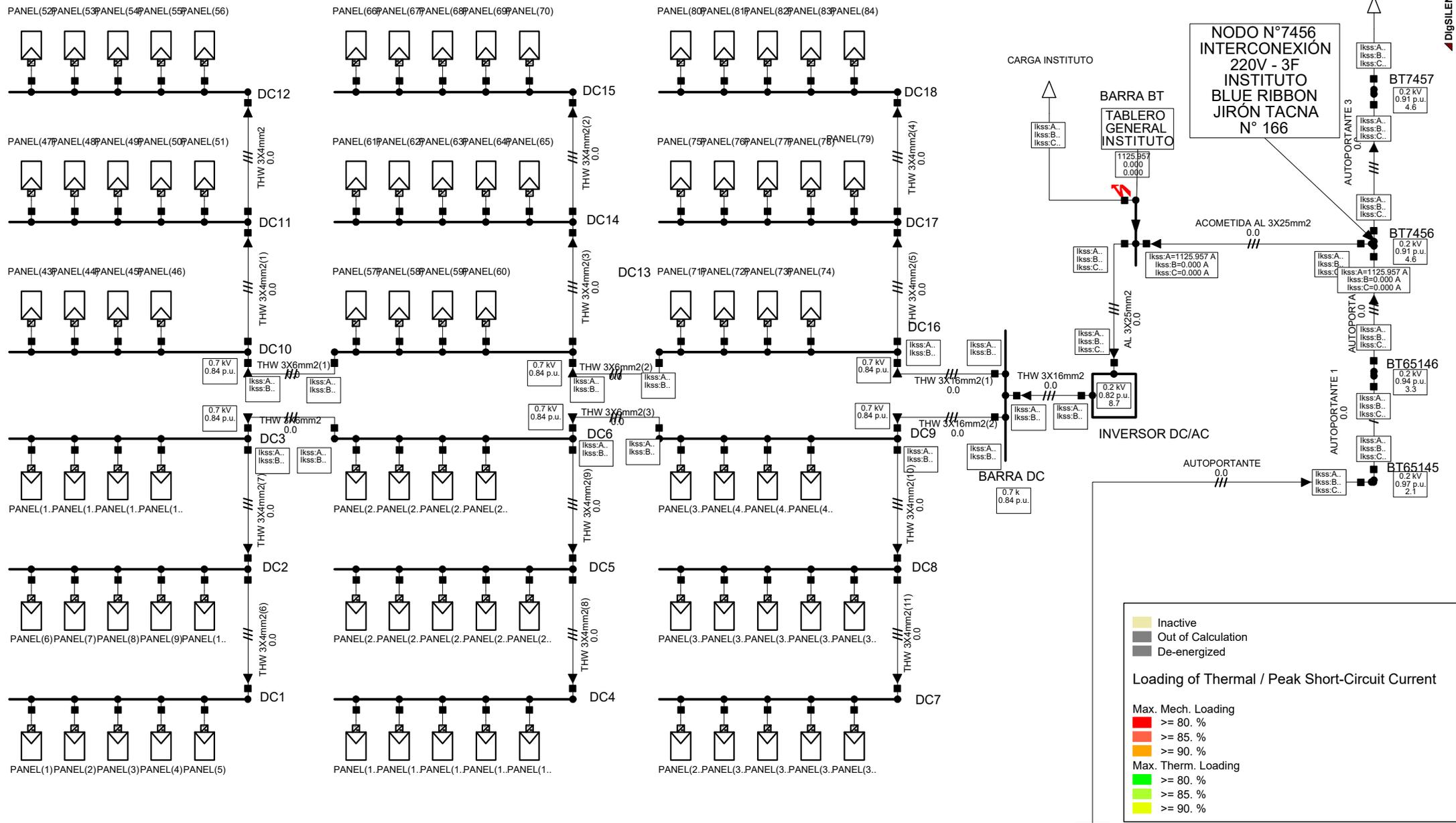
El plano de simulación, se detalla en las figuras 5.14 y 5.15:

**Figura 5.14** Corto circuito monofásico fase “A” sin la interconexión fotovoltaica 2046.

**Figura 5.15** Corto circuito monofásico fase “A” con la interconexión fotovoltaica 2046.



UNSAAC IE	SIN GENERACIÓN CORTOCIRCUITO 1F-A - 2046	Project: TESIS
	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFI DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Graphic: DO-05 SFCR IN
PowerFactory 15.1.7		Date: 2/24/2021
		Annex: FIG. 5.14



**Legend**

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

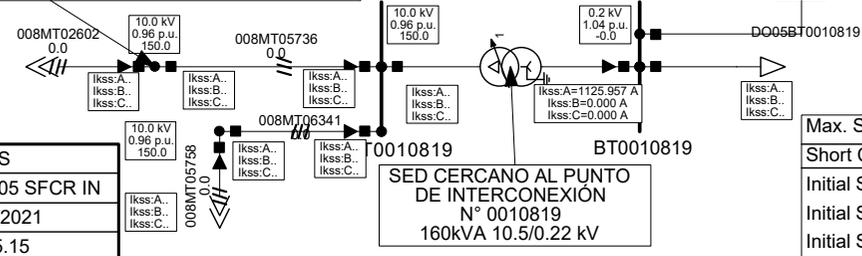
**Max. Mech. Loading**

- >= 80. %
- >= 85. %
- >= 90. %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80. %
- >= 85. %
- >= 90. %

**AV GARCILASO - ALIMENTADOR DO-05**



Max. Single Phase to Ground IEC 60909		
Short Circuit Nodes	Nodes	
Initial Short-Circuit Current A [A]	Line to Line Positive-S	
Initial Short-Circuit Current B [A]	Positive-Sequence Volta	
Initial Short-Circuit Current C [A]	Positive-Sequence Volta	

UNSAAC IE	SIN GENERACIÓN CORTOCIRCUITO 1F-A - 2046	Project: TESIS
	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFI DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTE	Graphic: DO-05 SFCR IN
	PowerFactory 15.1.7	Date: 2/24/2021
		Annex: FIG. 5.15

## 5.6.2. Análisis de resultado de corto circuito.

### 5.6.2.1. Análisis de resultados de las corrientes.

Según la tabla y la gráfica 5.6, se puede apreciar que la interconexión de los paneles fotovoltaicos, no afectan negativamente al sistema de protección en el tablero principal de la subestación de distribución N° 0010819, por lo que la corriente de aportación por la falla monofásica franca simulada tanto al año 2021 y al 2046 de la fase “A”, es 0.000 A.

**Tabla 5.28** Análisis de corto circuito monofásico fase “A” con y sin la interconexión fotovoltaica 2021 y 2046.

CORRIENTES	2021		2046	
	GFV (0%) DM (100%)	GFV (100%) DM (100%)	GFV (0%) DM (100%)	GFV (100%) DM (100%)
	A	A	A	A
BARRA BT	1125.957	1125.957	1125.957	1125.957
BT7456	1125.957	1125.957	1125.957	1125.957
BT0010819	1125.957	1125.957	1125.957	1125.957

Leyenda:

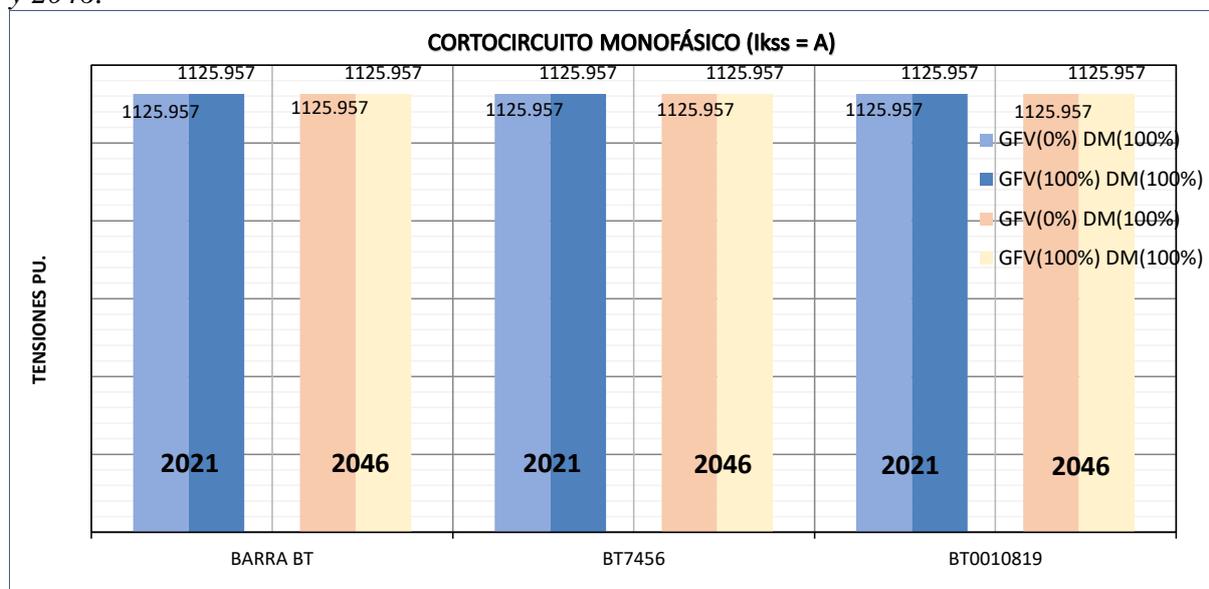
GFV (0%) No existe generación fotovoltaica

GFV (100%) Existe generación fotovoltaica.

DM (100%) Existe consumo eléctrico del instituto.

Fuente: Propia.

**Gráfico 5.2** Corto circuito monofásico fase “A” con y sin la interconexión fotovoltaica 2021 y 2046.



Fuente: DIGSILENT 15.1.7 (Elaboración propia).

## **5.7. Análisis de los Impactos que se Produce al Interconectar el Sistema Fotovoltaico a la Red de Baja Tensión.**

Visto los ítems 5.5 al 5.6, mostramos ahora mediante gráficos interactivos, los posibles impactos que se pueda tener con la conexión de la generación fotovoltaica (SFCR) a la red de baja tensión.

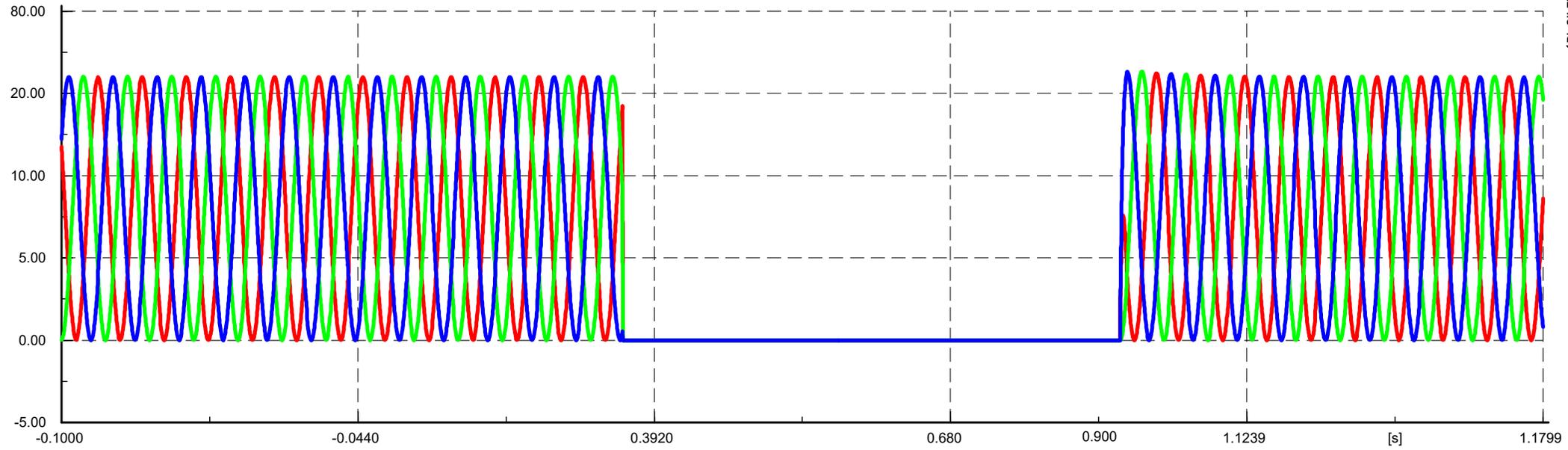
Para determinar el impacto de la conexión solar fotovoltaica en un sistema de distribución, en este caso perteneciente al alimentador DO-05, en el presente ítems, se analizan exclusivamente las formas de onda de las señales del sistema en el punto de interconexión, tanto en flujo de potencia, cortocircuito y transitorios. No está de más mencionar que una de las inquietudes que se tiene a la hora de pensar en la integración de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución en baja tensión, es realmente si estos sistemas de distribución pueden soportar la incorporación de diversos sistemas fotovoltaicos. En el caso que se presente una falla es importante saber si el hecho que existan estos sistemas fotovoltaicos, pueda afectar la capacidad del sistema de distribución para lograr dispersar dicha falla y así evitar graves danos en los diferentes elementos del sistema. También se podrá pensar, si estos sistemas fotovoltaicos pueden ser beneficiosos para el sistema de distribución.

### **5.7.1. Análisis gráfica con y sin la ausencia de la irradiación solar del sistema fotovoltaico.**

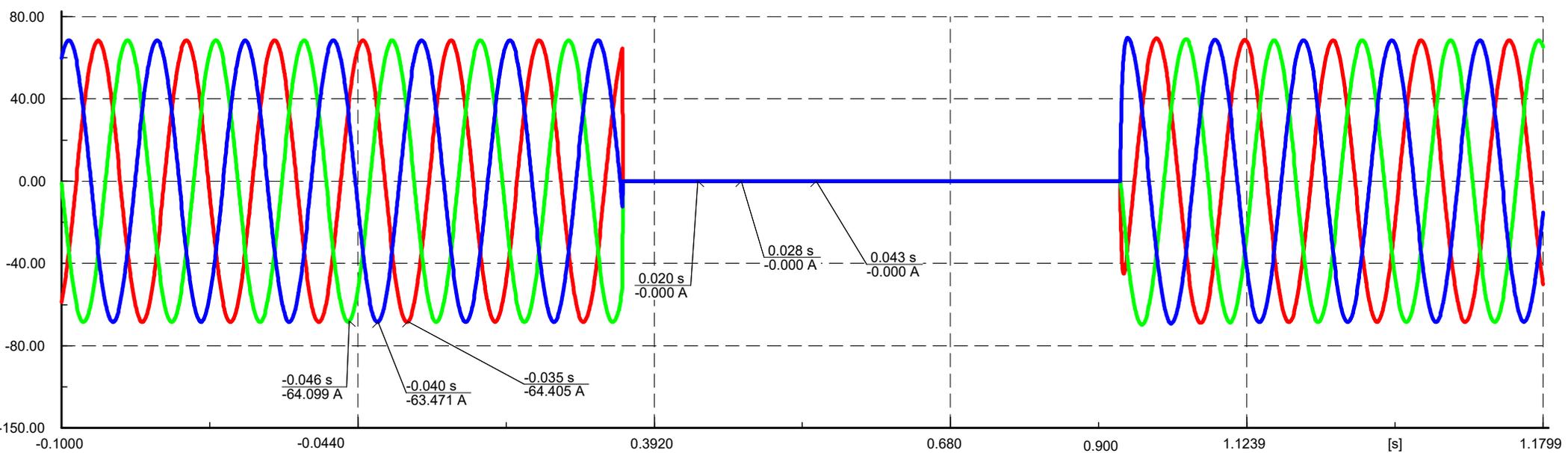
Para ver el comportamiento de los parámetros de la tensión y corriente, se simula representando el momento en que se presenta la ausencia de radiación solar instantánea, por ejemplo, la obstrucción por nubes. Según el gráfico 5.3, inicialmente existe la aportación de la potencia activa, por consiguiente, la aportación de la corriente del sistema fotovoltaico, exactamente a los 0.35s, se simula la ausencia de la radiación solar, por lo que tanto la potencia y corriente caen a cero.

De la gráfica 5.4, en el tiempo  $t = 0.00$  s, las aportaciones de la potencia y corriente de los paneles solares, están en su máximo valor, se observa que para un tiempo  $t = 0.35$  s, la corriente que otorga el SFCR (máxima corriente y potencia teórico que pueda suministrar el SFCR) decae a cero. En el mismo instante de tiempo se observa que la potencia activa proporcionada por el SFCR también decae a cero, en el tiempo  $t = 0.920$  s, vuelve la irradiación, por consiguiente, existe nuevamente la aportación de la potencia y la corriente del panel fotovoltaico. El plano de simulación, se detalla en la gráfica 5.4:

**Gráfico 5.3** *Aportación de la potencia y corriente con y sin ausencia de la radiación.*



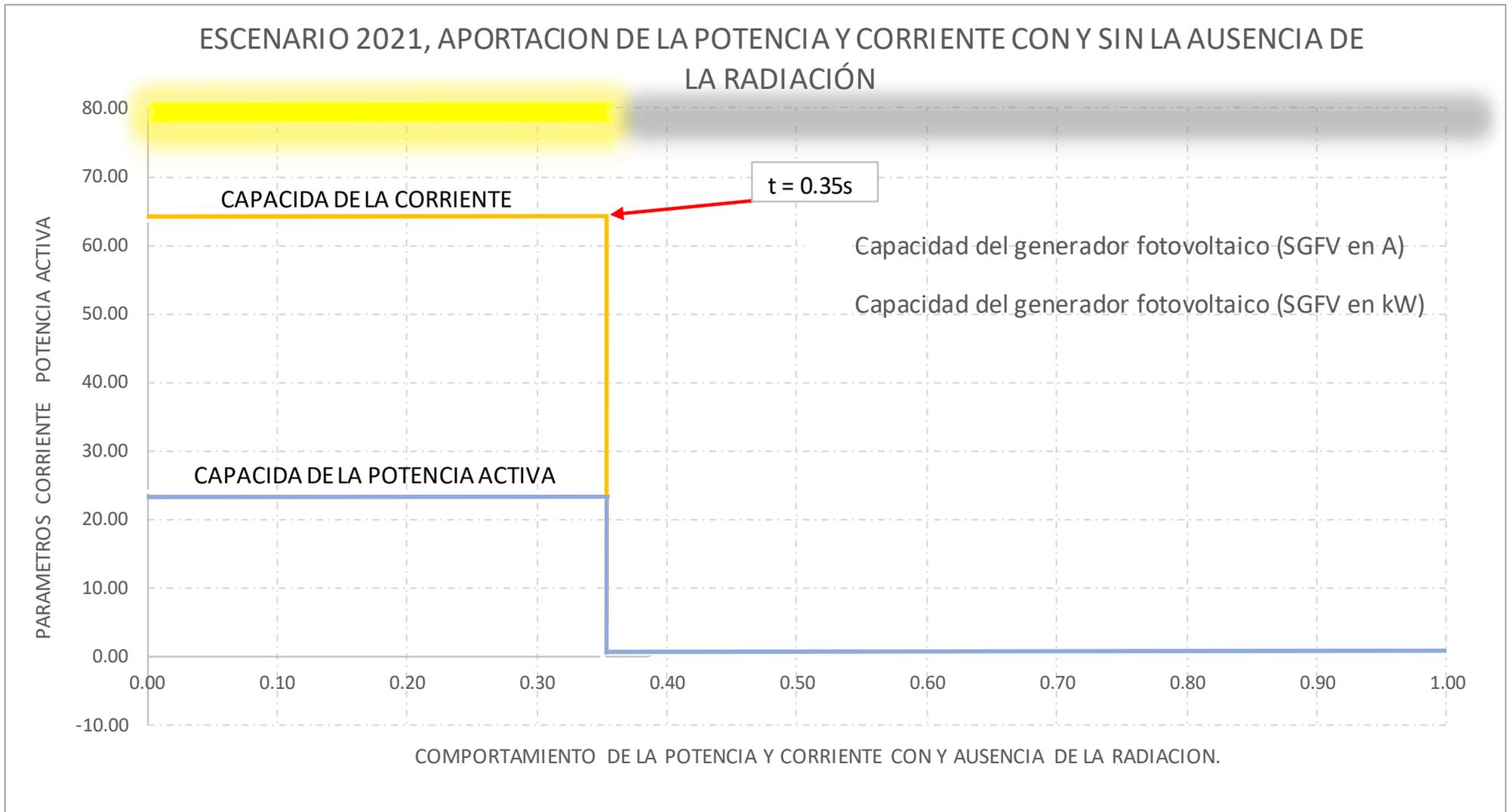
- PV System SFCR: Active Power A in kW
- PV System SFCR: Active Power B in kW
- PV System SFCR: Active Power C in kW



- PV System SFCR: Phase Current A/Terminal i in A
- PV System SFCR: Phase Current B/Terminal i in A
- PV System SFCR: Phase Current C/Terminal i in A

**GRÁFICA 5.3**

**Gráfico 5.4** Comportamiento del SFCR con y sin ausencia de la radiación.

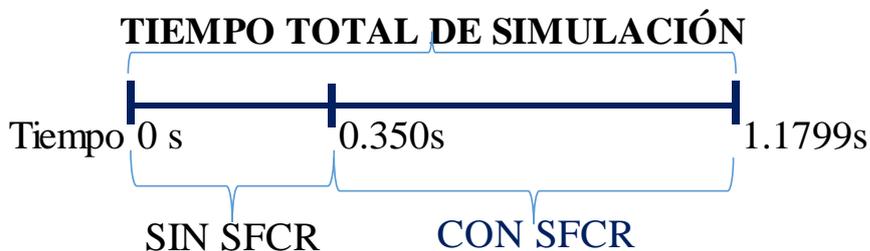


Fuente: DIgSILENT 15.1.7 (Elaboración propia).

### 5.7.2. Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión en el nodo de interconexión.

En la gráfica 5.5, se observa el comportamiento de los parámetros tensión y corriente con la integración del SFCR en el nodo de interconexión BT745.

El tiempo de simulación tiene el siguiente criterio:



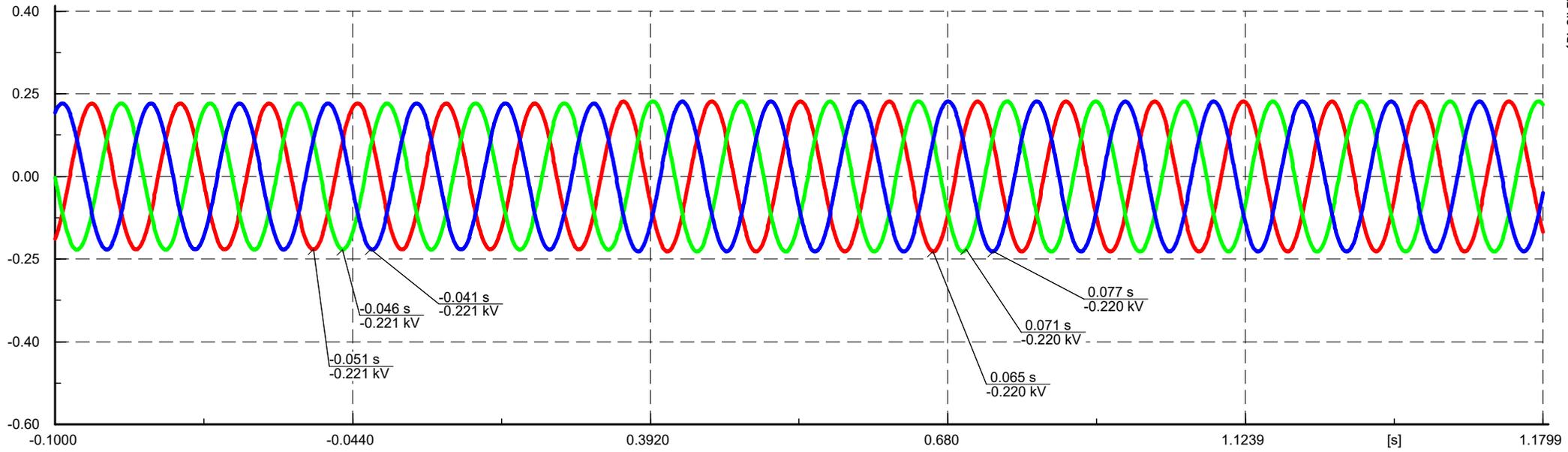
De la gráfica 5.5, en el tiempo  $t = 0.00$  s, las aportaciones de la potencia y corriente de los paneles solares, son nulas. La corriente circulante, viene a ser la corriente consumida por la carga del instituto de la red ELSE. (Para 8.473 KW la corriente es 23.202 A, fase A).

Exactamente en el tiempo  $t = 0.350$  s, es el momento de interconexión de los paneles solares hacia la red ELSE, por lo que la corriente de que figura en la gráfica para la misma carga del instituto (39.984 A, fase A), viene a ser, la inyectada hacia la red.

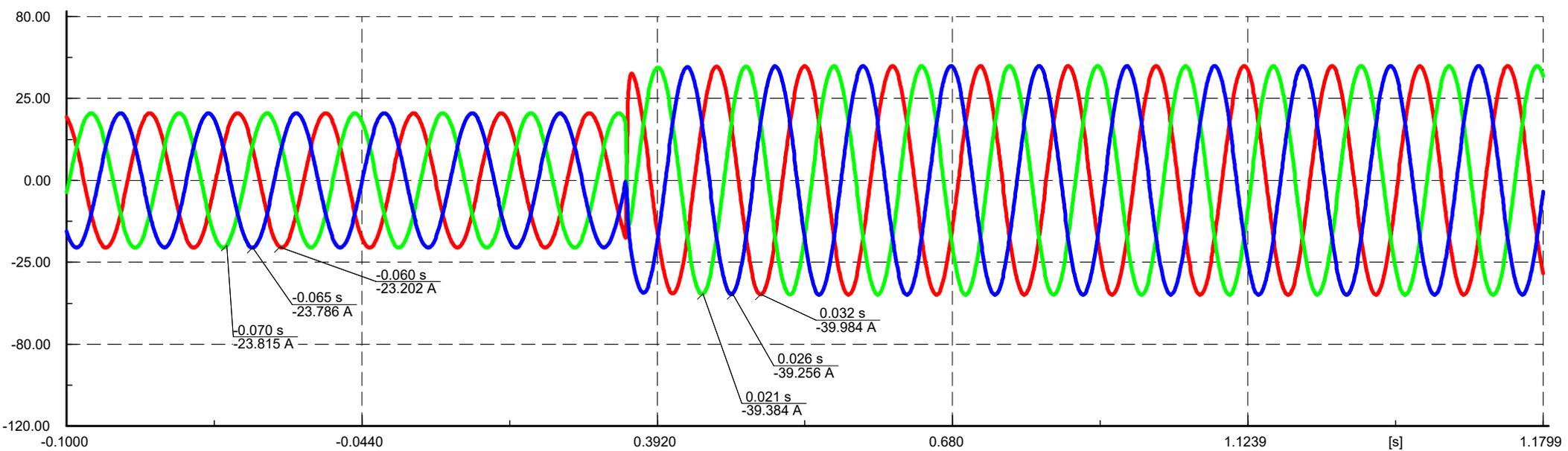
Por otra parte, la magnitud de la tensión es prácticamente la misma, por lo tanto, la interconexión del SFCR no causa una fluctuación mayor al  $\pm 5\%$ , determinado por la norma de la DGE-2915.

El plano de simulación, se detalla en la gráfica 5.5:

**Gráfico 5.5** Comportamiento tensión - corriente en el punto de interconexión nodo BT7456



- BT7456: Phase Voltage A in kV
- BT7456: Phase Voltage B in kV
- BT7456: Phase Voltage C in kV

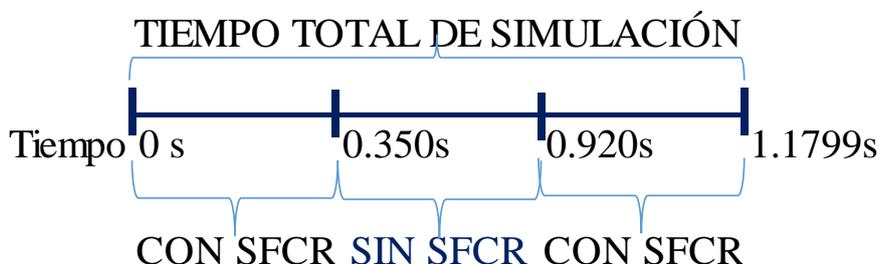


- ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current A/Terminal i in A
- ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current B/Terminal i in A
- ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current C/Terminal i in A

### 5.7.3. Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión con conexión y desconexión repentina en el nodo de interconexión.

En la gráfica 5.6, se observa el comportamiento de los parámetros tensión y corriente con la conexión y desconexión repentina del sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica (SFCR), en el nodo de interconexión BT745.

El tiempo de simulación tiene el siguiente criterio:



De la gráfica 5.6, en el intervalo de tiempo  $t = 0.00$  s a  $0.350$  s, la corriente que otorga el SFCR (máxima corriente y potencia teórico que pueda suministrar el SFCR), están en su máximo valor, por lo que la corriente que circula hacia el nodo de interconexión es de  $39.984$  A (corriente inyectada fase A).

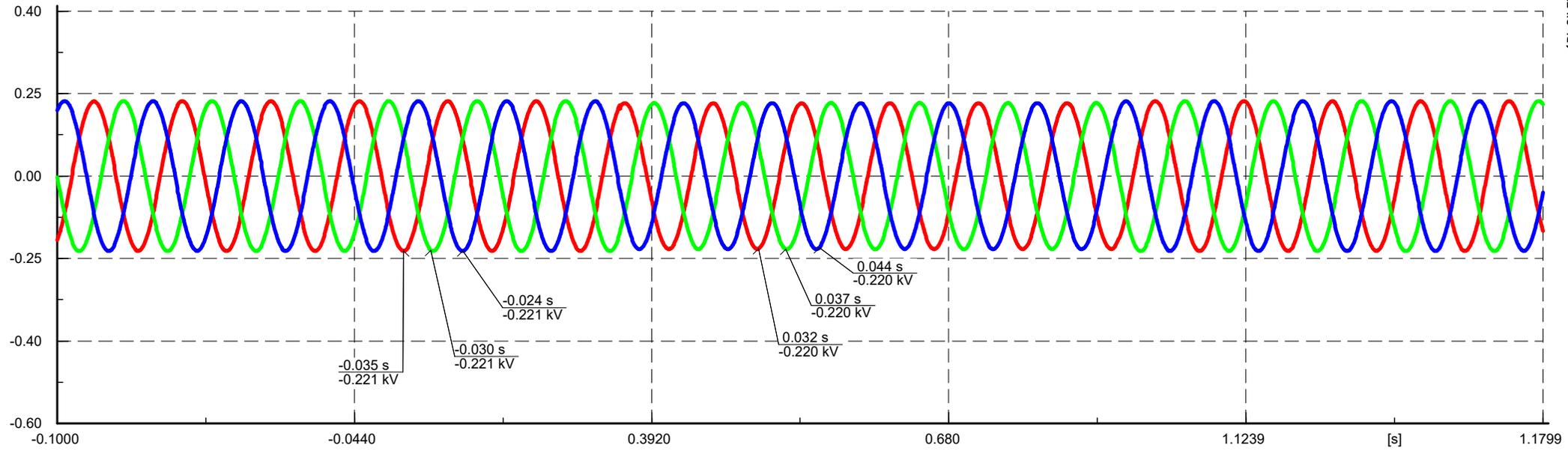
Exactamente en el intervalo de tiempo  $t = 0.350$  s a  $0.920$  s, simulamos la repentina salida del SFCR, esta vez la corriente de  $23.202$  de la fase A, es la corriente consumida de la red ELSE para una carga del instituto de  $8.473$  KW.

Finalmente, en el intervalo de tiempo  $t = 0.920$  s a  $1.799$  s, nuevamente se interconecta los paneles solares hacia la red ELSE, por lo que la corriente de inyección es la misma del primer tiempo de simulación ( $39.984$  A, fase A).

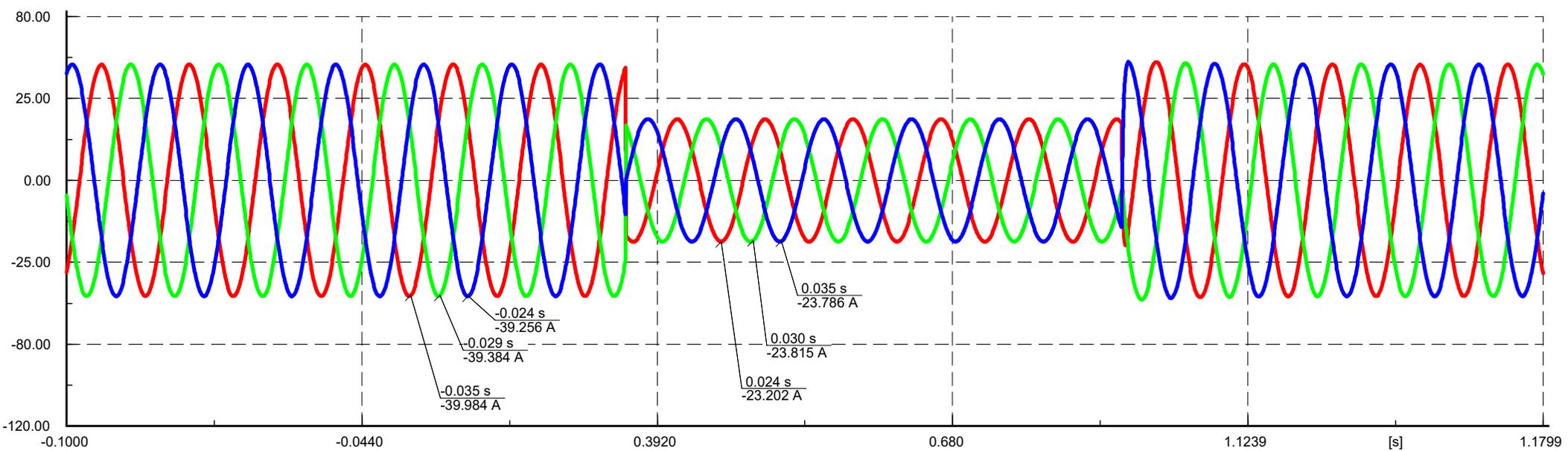
Por otra parte, la magnitud de la tensión es prácticamente la misma en los 3 intervalos de tiempo, por lo tanto, la interconexión del SFCR no causa una fluctuación mayor al  $\pm 5\%$ , determinado por la norma de la DGE-2015.

El plano de simulación, se detalla en la gráfica 5.5:

**Gráfico 5.6** Comportamiento tensión – corriente con la conexión y desconexión de los paneles nodo BT7456.



- BT7456: Phase Voltage A in kV
- BT7456: Phase Voltage B in kV
- BT7456: Phase Voltage C in kV



- ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current A/Terminal i in A
- ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current B/Terminal i in A
- ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current C/Terminal i in A

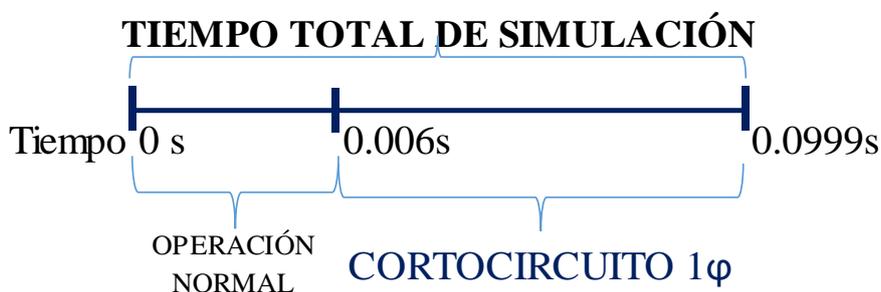
GRÁFICA 5.6

#### 5.7.4. Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión en un cortocircuito franco.

##### 5.7.4.1. Cortocircuito monofásico.

Esto con el fin de verificar que la interconexión de la generación fotovoltaica (SFCR) a la red, modifique la potencia de cortocircuito del sistema. El nivel de aportación de corriente de corto circuito depende de la potencia relativa, del tipo de generador y de la interface empleada. De estos tres elementos, el que requiere mayor análisis es el tipo de generador, ya que por la amplia variedad de fuentes pueden emplearse equipos distintos. En el caso de la generación fotovoltaica prácticamente no hay aportación de corriente de corto circuito o la aportación es mínima.

Suponiendo que la falla monofásica franca, se da en el tablero general de la institución nodo “BARRA BT”, fase “A”, y ver el comportamiento de la tensión y corriente en el nodo de interconexión BT7456, el tiempo de simulación tiene el siguiente criterio:

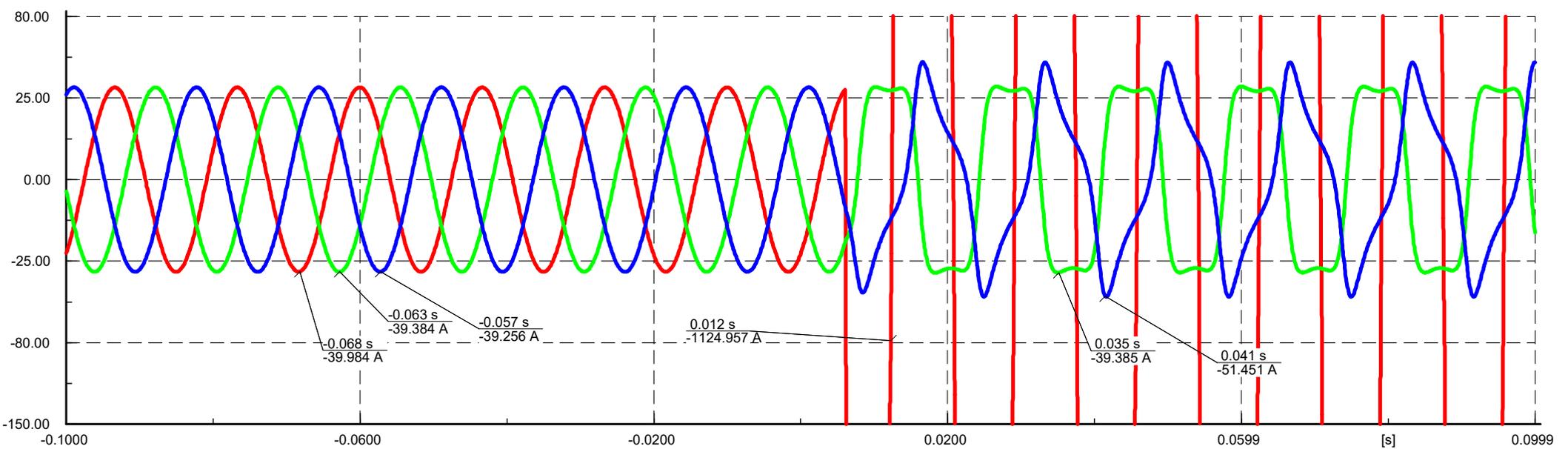
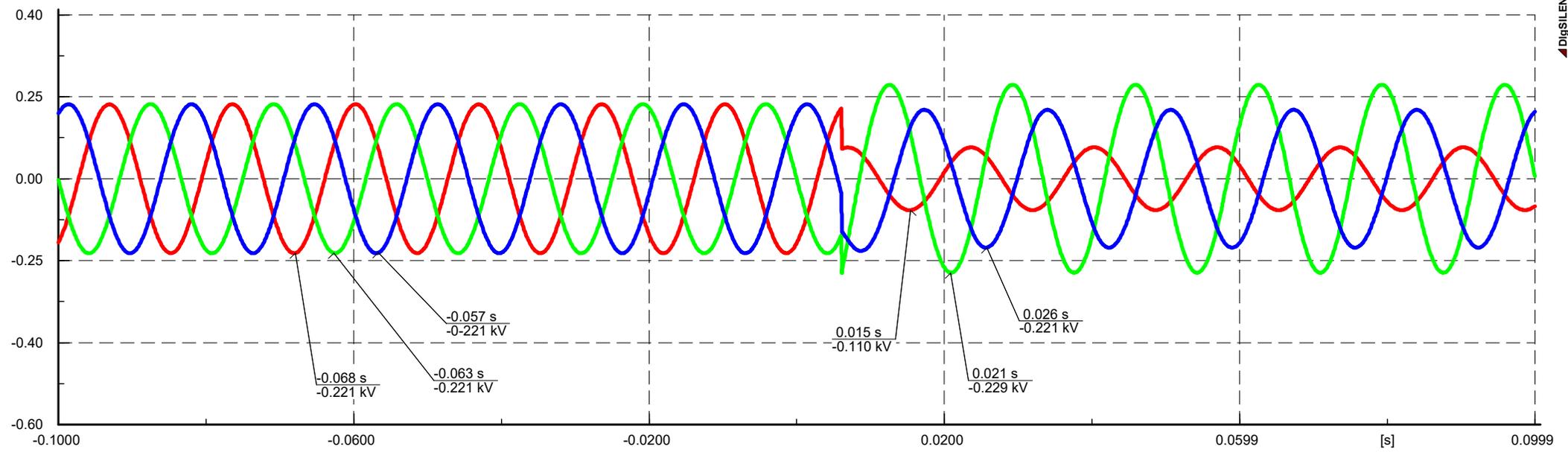


Según los resultados de la tabla 5.28, las corrientes de falla monofásica fases A (1125.957 A), reflejadas en el nodo BT7456 (nodo de interconexión), son las mismas antes y después de la interconexión de los paneles fotovoltaicos, Sabiendo que la corriente de falla monofásica en el punto de falla “BARRA BT”, se eleva hasta 1125.957 A, y la magnitud de la tensión Fases A, cae a cero.

En el nodo de interconexión BT7456, según la gráfica 5.7, la fase A, llega hasta  $I_{kssA} = 1125.957$  A, respecto a las fases  $I_B = 39.385$  A,  $I_C = 51.451$  A, ambos con distorsión, en cuanto a las tensiones, las magnitudes para cada fase son distintas, llegando a ser:  $V_A = 110.0$  V,  $V_B = 229.0$  V,  $V_C = 221.0$  V.

El plano de simulación, se detalla en la gráfica 5.7:

**Gráfico 5.7** Comportamiento tensión – corriente cortocircuito monofásico nodo BT7456.

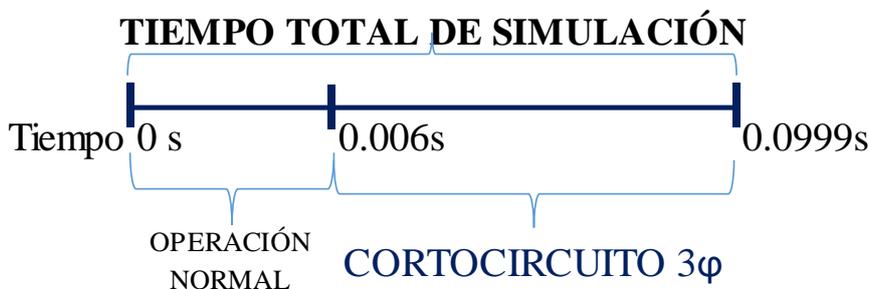


GRÁFICA 5.7

#### 5.7.4.2. Cortocircuito trifásico.

A continuación, mostraremos el comportamiento de los parámetros de tensión y corriente del nodo BT7456, cuando ocurre un evento de corto circuito trifásico con la integración del SFCR, nuevamente suponemos que la falla se dio en el nodo “BARRA BT” (barra del tablero general del instituto).

La gráfica resultante tiene el criterio siguiente:



Comentando que la magnitud de la corriente de falla trifásica en el mismo punto de falla “BARRA BT” se eleva a valores de  $I_{kssA} = 1327.169$  A,  $I_{kssB} = 1327.169$  A,  $I_{kssC} = 1327.169$  A, las magnitudes de las tensiones de las fases A, B y C caen a cero.

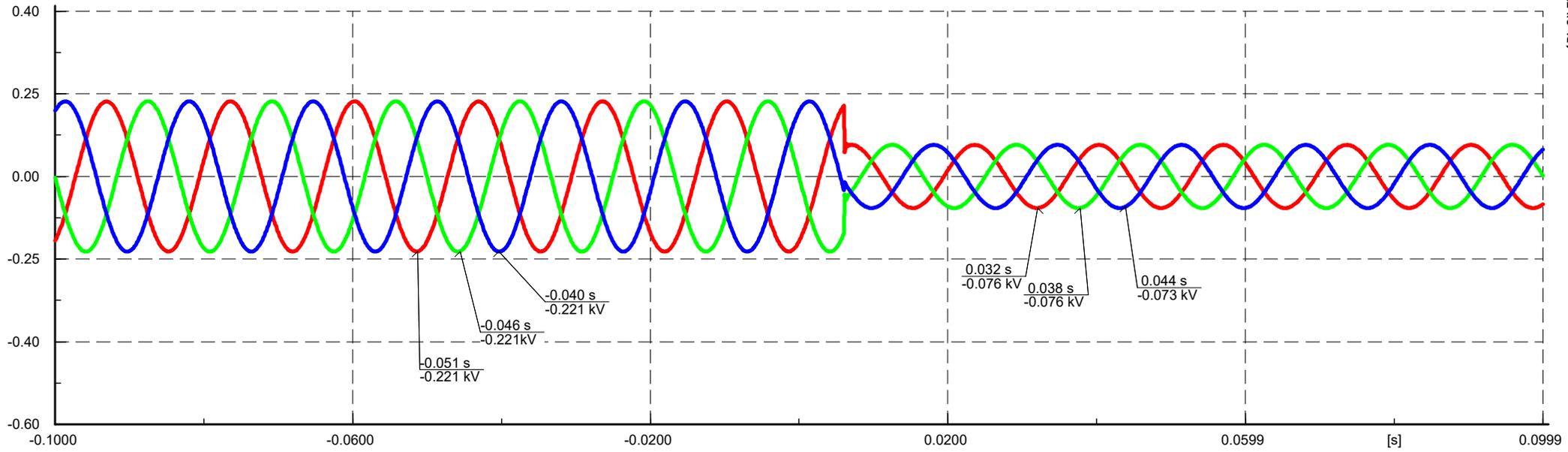
Respecto al nodo de interconexión BT7456: Según los resultados de la gráfica 5.8 las corrientes antes de la falla son:  $I_A = 39.984$  A,  $I_B = 39.384$  A, e  $I_C = 39.256$  A, ocurrido la falla trifásica, se eleva a valores de:  $I_{kssA} = 1327.169$  A,  $I_{kssB} = 1327.169$  A, e  $I_{kssC} = 1327.169$  A.

Las tensiones después de la falla son  $V_A = 76.00$  V,  $V_B = 76.00$  V,  $V_C = 73.00$  V.

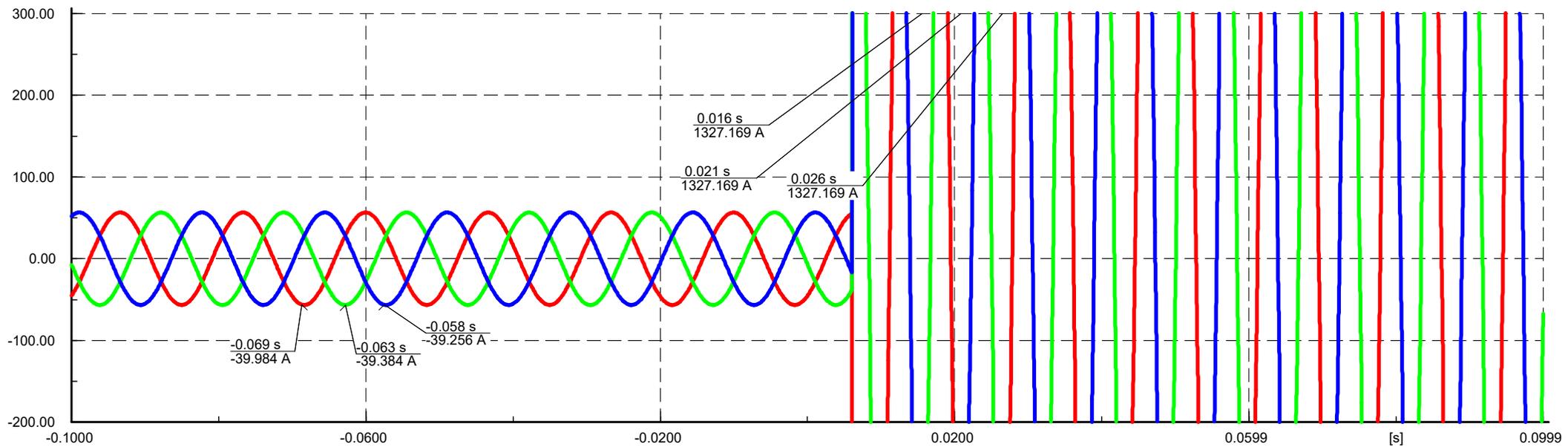
El impacto que pueda causar la integración de los paneles fotovoltaicos a la red ELSE ante una falla trifásica, son mínimas. Por lo que no afecta en lo absoluto al sistema de protección de la subestación cercana SED 001081, que alimenta a la carga del instituto.

El plano de simulación, se detalla en la gráfica 5.8:

**Gráfico 5.8** Comportamiento tensión – corriente cortocircuito trifásico nodo BT7456.



BT7456: Phase Voltage A in kV  
BT7456: Phase Voltage B in kV  
BT7456: Phase Voltage C in kV



ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current A/Terminal i in A  
ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current B/Terminal i in A  
ACOMETIDA AL 3X25mm2: Phase Current C/Terminal i in A

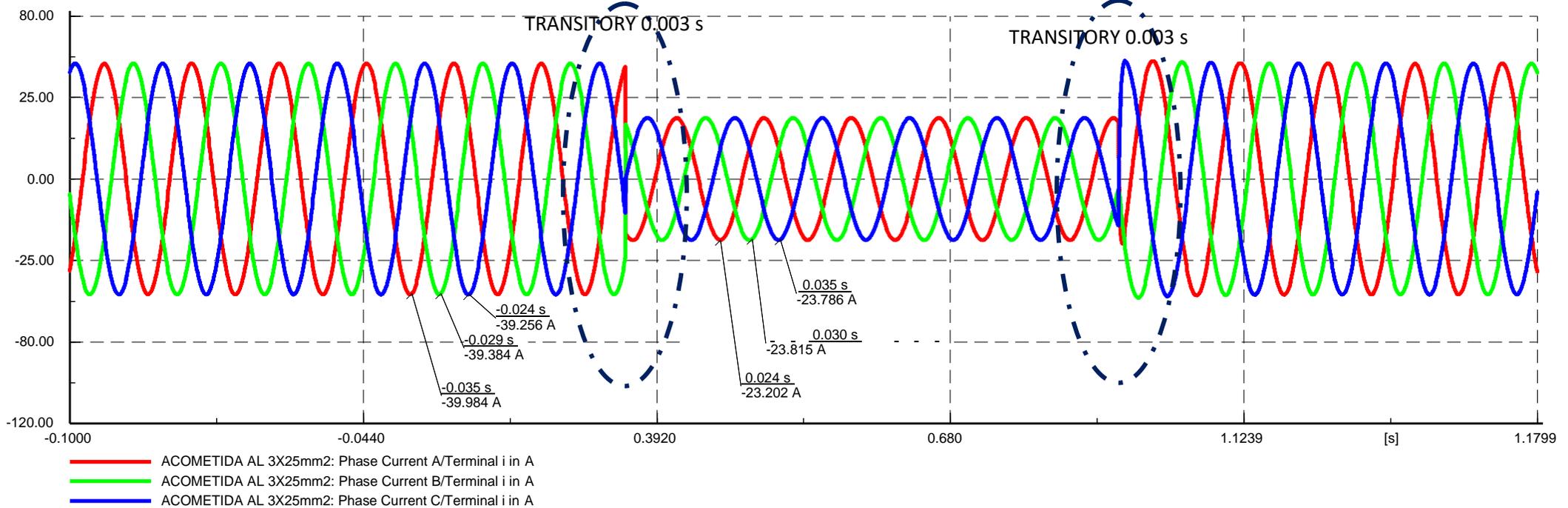
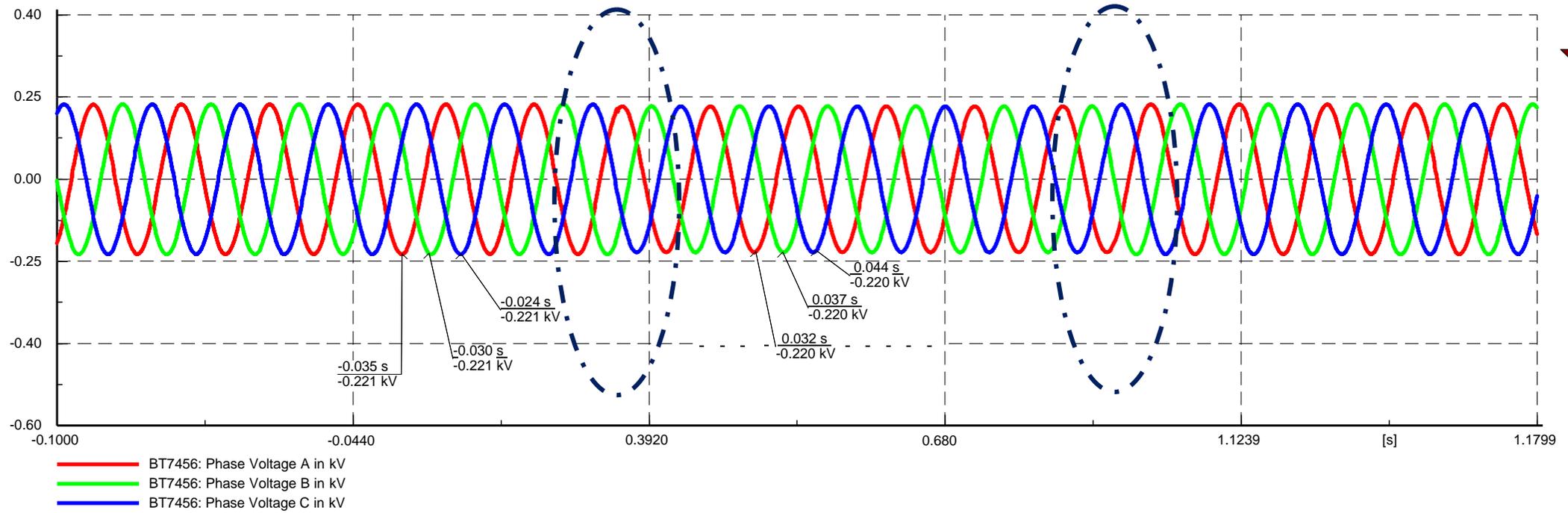
GRÁFICA 5.8

### **5.7.5. Análisis gráfica de transitorios en el nodo de interconexión.**

Finalmente, en la gráfica 5.9 se puede observar un pequeño transitorio con la conexión y desconexión repentina del SFCR. La duración de esta perturbación, es insignificativa respecto a la tensión, en relación a la corriente se ve la presencia del transitorio en milésimas de segundo luego recobra la onda sinodal limpia.

El plano de simulación, se detalla en la gráfica 5.9:

**Gráfico 5.9** *Transitorio ante una desconexión repentina del SFCR nodo BT7456.*



**GRÁFICA 5.9**

### 5.7.6. Análisis de resultado de los impactos.

A continuación, daremos a conocer el resumen de los análisis obtenidos:

- Primeramente, según la gráfica 5.3, la ausencia de la irradiación solar, hace que no haya aportaciones de potencia y corriente, y estas tampoco genera perturbaciones como a la red de baja tensión ELSE.

- Respecto a la gráfica 5.5, al interconectar el SFCR, la magnitud de la tensión es prácticamente la misma, por lo tanto, la interconexión del SFCR no causa una fluctuación mayor al  $\pm 5\%$ , determinado por la norma de la DGE-2015 de tensión en el nodo de interconexión.

- Respecto a la conexión y desconexión repentina del generador fotovoltaico, estas tampoco generan perturbaciones hacia la red, solo causa el cambio en la dirección de la corriente de carga, con dirección hacia la carga (consumo), y con salida de la carga (inyección).

- Respecto a los cortocircuitos, tanto monofásico y trifásico, las corrientes de falla son prácticamente los mismos para cada caso, con y sin la interconexión de los paneles fotovoltaicos. Para fallas monofásicas,  $I_{kssA} = 1125.957 \text{ A}$ , y para fallas trifásicas,  $I_{kssA} = 1327.169 \text{ A}$ .

- Respecto a los transitorios, La duración del transitorio es insignificativa respecto a la tensión, en relación a la corriente se ve la presencia del transitorio en milésimas de segundo (0.003 s) luego recobra la onda sinodal limpia.

En general:

- la generación solar fotovoltaica con la interconexión causó el cambio de dirección de los flujos de potencia, ya que se observó el caso donde la potencia fluye del nodo “BARRA BT” hacia el nodo de interconexión BT7456.

- Con la interconexión del SFCR se puede observar que contribuye a la disminución de pérdidas en las líneas y transformadores y a aliviar su carga, ya que la energía no tiene que ser aportada totalmente por ELSE, lo cual permite que fluya potencia hacia otras zonas que la demanden.

- El perfil de voltaje mejora significativamente con la instalación de generación solar ya que la potencia aportada es relativamente poca con respecto a la potencia demandada por el alimentador. Las pequeñas mejoras en el voltaje que se lograron debido al alivio de carga en las barras y líneas de BT, disminución de pérdidas a consecuencia de la entrada del SFCR.

## 5.8. Modelamiento pre-operativo del sistema fotovoltaico (puesta en marcha).

### 5.8.1. Introducción.

El sistema fotovoltaico se encontrará conectada al alimentador de media tensión DO-05, a través de la de la red de baja tensión circuito 1, nodo N° BT7456 en 220 V - trifásico, perteneciente a la subestación N° 0010819.

Por lo cual, es necesario evaluar la estabilidad de la generación fotovoltaica operando en paralelo con la red, tanto en modo estacionario y transitorio ante la ocurrencia de fallas o perturbaciones en el sistema como se viene ya desarrollando en el ítem 5.7.

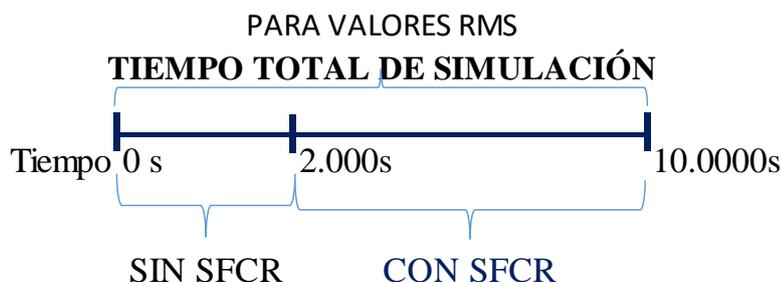
Por ello, en este ítem daremos a conocer gráficamente el comportamiento de los parámetros de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y la frecuencia, tanto en valores instantáneos como en valores RMS, en el momento que entra a operar el sistema fotovoltaico en paralelo con la red e BT de manera interactiva, a su vez se verá también el comportamiento frente a la falla monofásica y trifásica y su despeje respectivo.

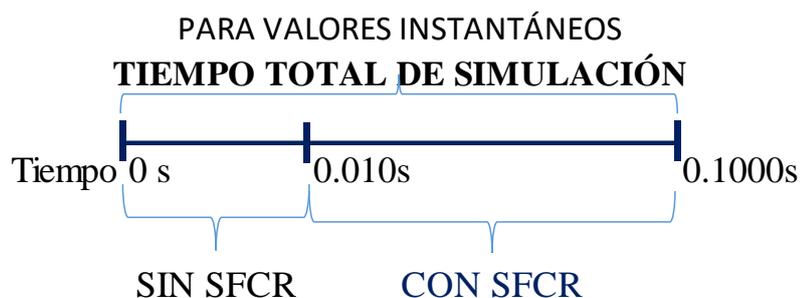
Y así, evaluar la capacidad de operación del sistema fotovoltaico con la red de BT, de permanecer en sincronismo ante cualquier evento o perturbación severa al sistema

### 5.8.2. Análisis gráfica de los parámetros eléctricos con la operación normal en paralelo del sistema fotovoltaico y la red de BT.

La gráfica 5.10, muestra el comportamiento de los parámetros de la potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, frecuencia, corriente y la tensión en el nodo de interconexión BT7456 (Red), en valores RMS y la gráfica 5.11 muestra en valores instantáneos.

Las gráficas resultantes tienen los criterios siguientes:





En el tiempo  $t=2$  s, entra la operación de los paneles fotovoltaicos con la red de BT, por lo que se observa transitorios en milésimas de segundo para cada parámetro analizado, posteriormente estos llegan a estabilizarse con el sistema.

Resumiendo, se tiene la tabla 5.29:

**Tabla 5.29** Resultados rms de los parámetros eléctricos.

DESCRIPCIÓN	SIN SFCR (CONSUMO)	TRANSITORIO	CON SFCR (INYECCIÓN)	DIFERENCIA OPERACIÓN RED
Potencia Activa en kW:	18.721	30.899	18.902	
Potencia Reactiva en kvar:	3.753	99.242	14.330	
Potencia Aparente en kVA:	19.093	103.941	23.746	
Frecuencia en Hz:	60.00	59.939	59.999	-0.001
Corriente en A:	52.861	283.787	66.130	
Tensión en kV:	0.221	0.214	0.220	-0.001

Leyenda:

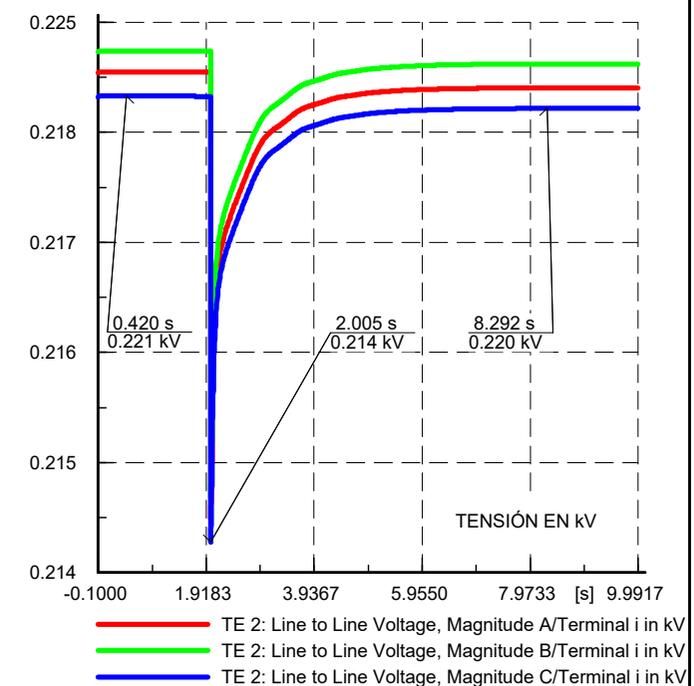
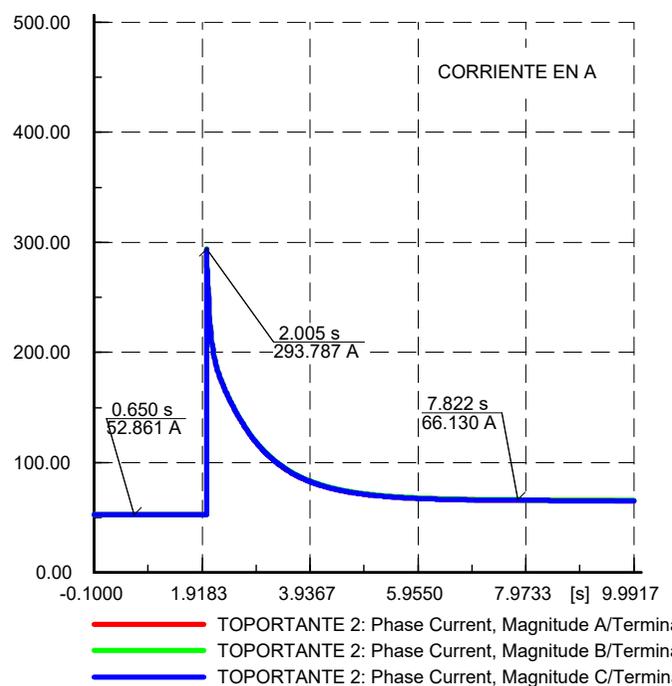
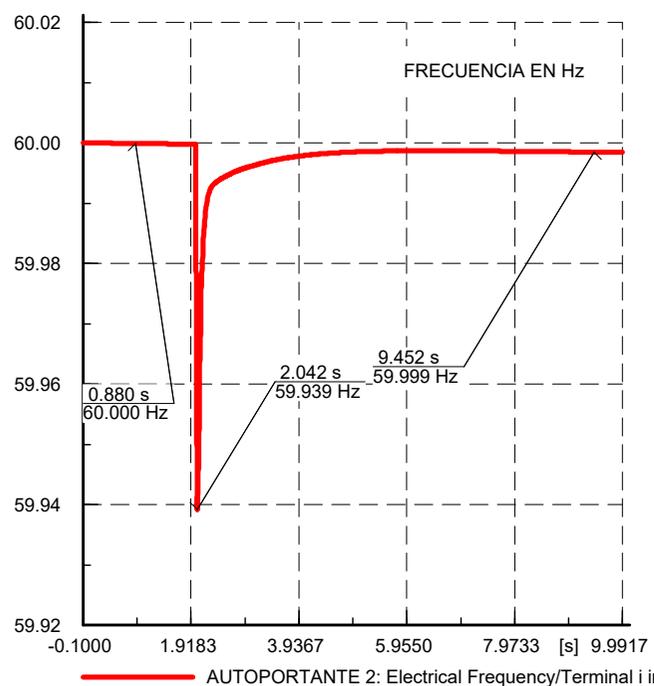
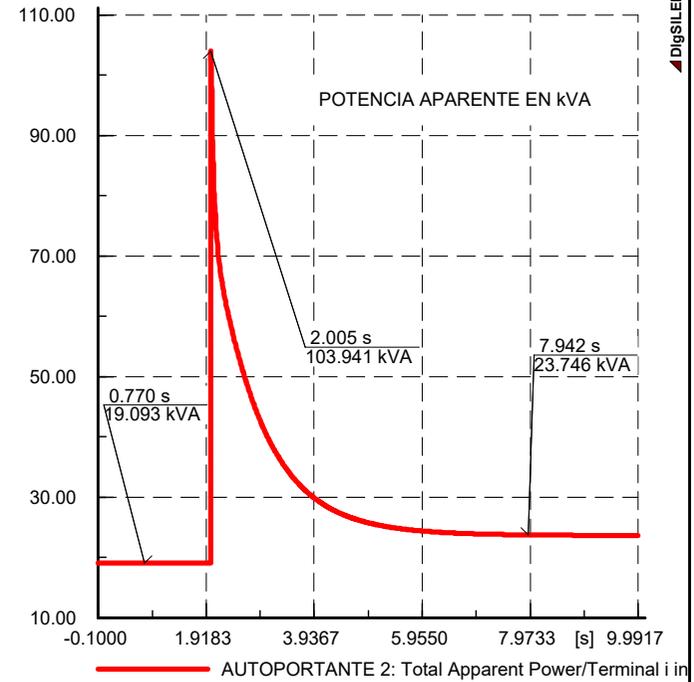
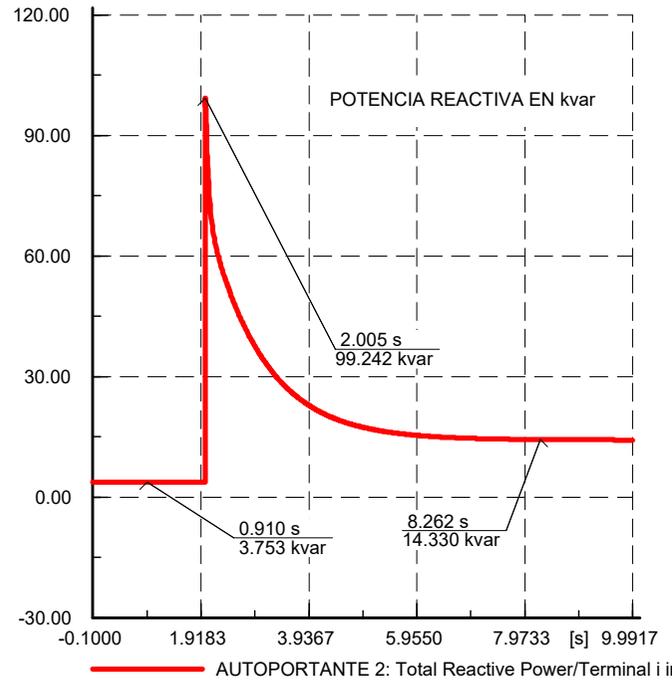
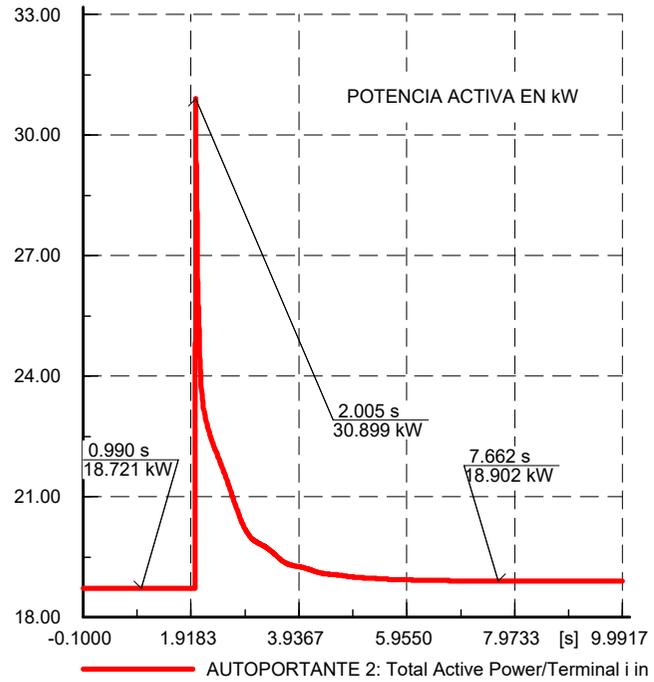
SFCR: sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica

*Fuente: Propia.*

Las gráficas resultantes, se detalla en:

**Gráfico 5.10** Resultado de los parámetros eléctricos en valores rms.

**Gráfico 5.11** Resultado de los parámetros eléctricos en valores instantáneos.



GRÁFICA 5.10

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

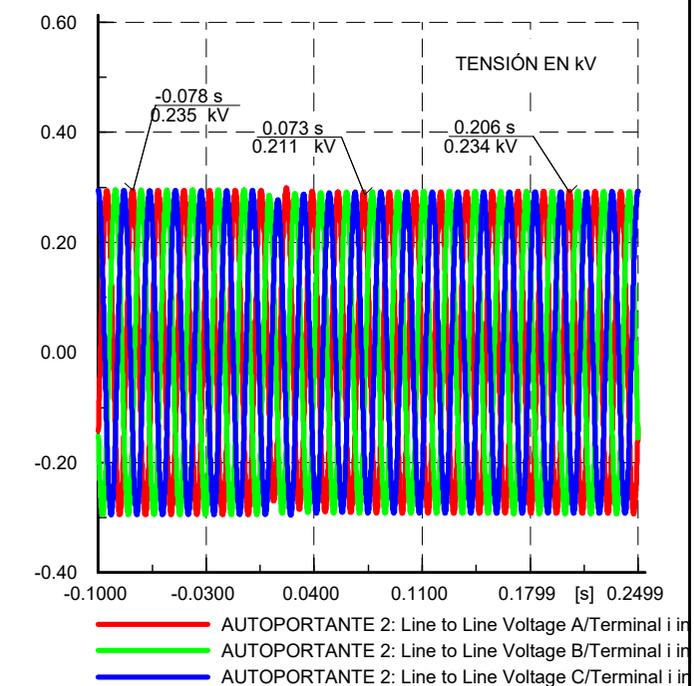
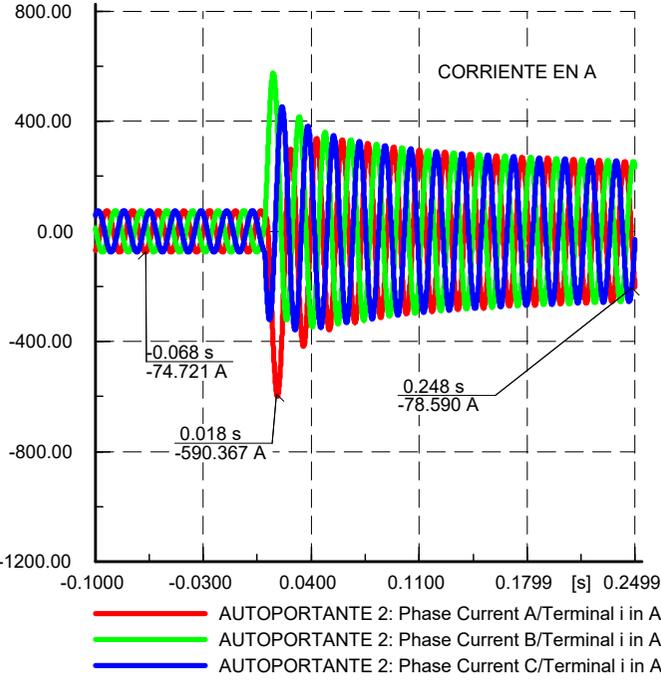
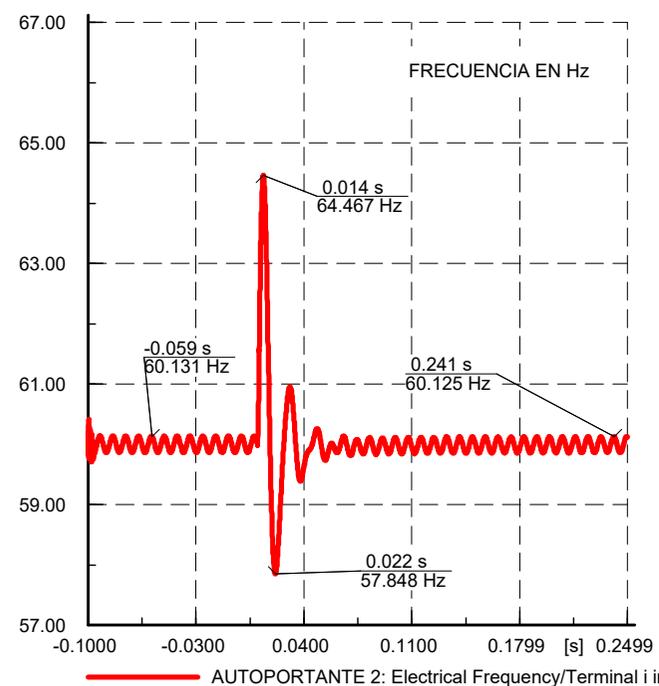
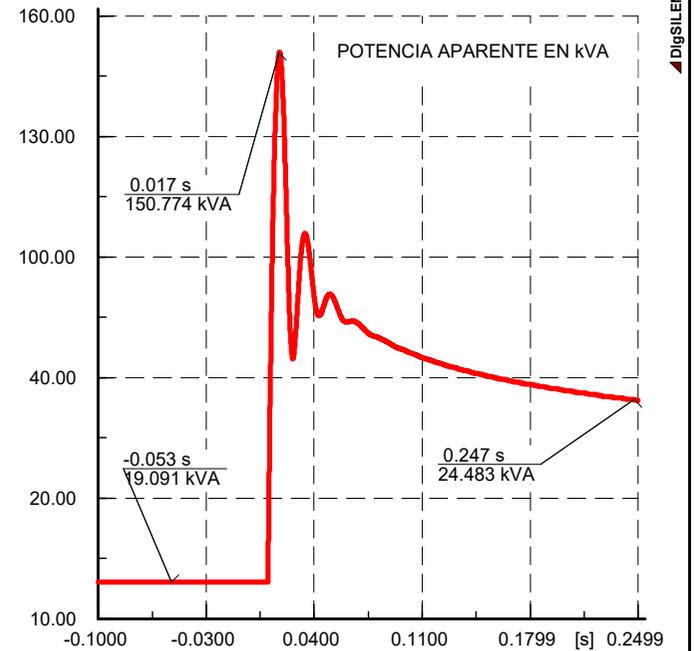
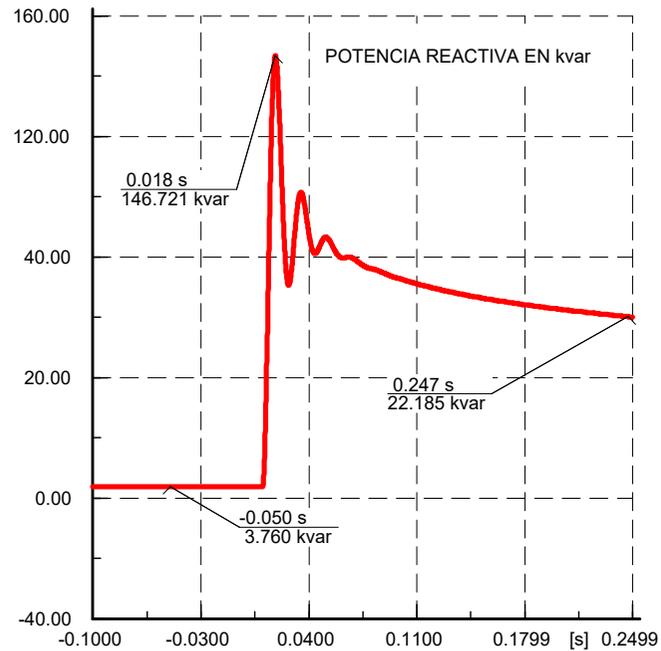
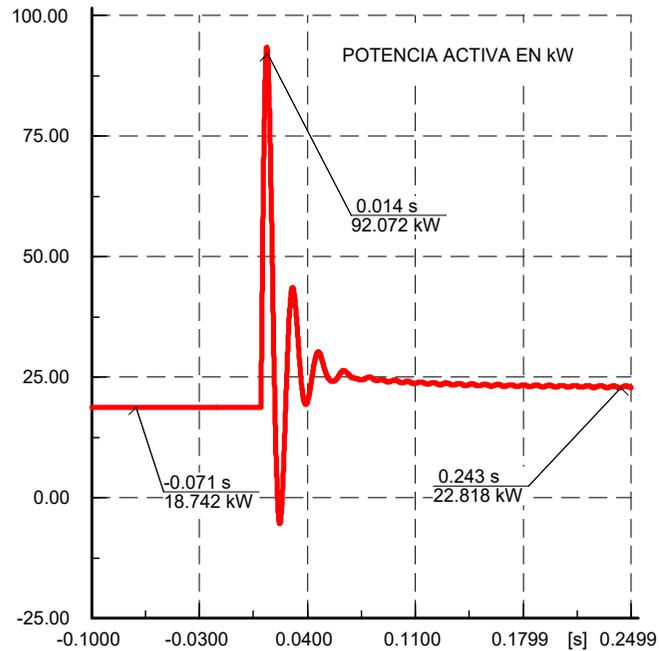
DO-05 SFCR INTERCONEXIÓN OPERATIVA

Date: 3/2/2021

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

Annex: OPERACIÓN /1



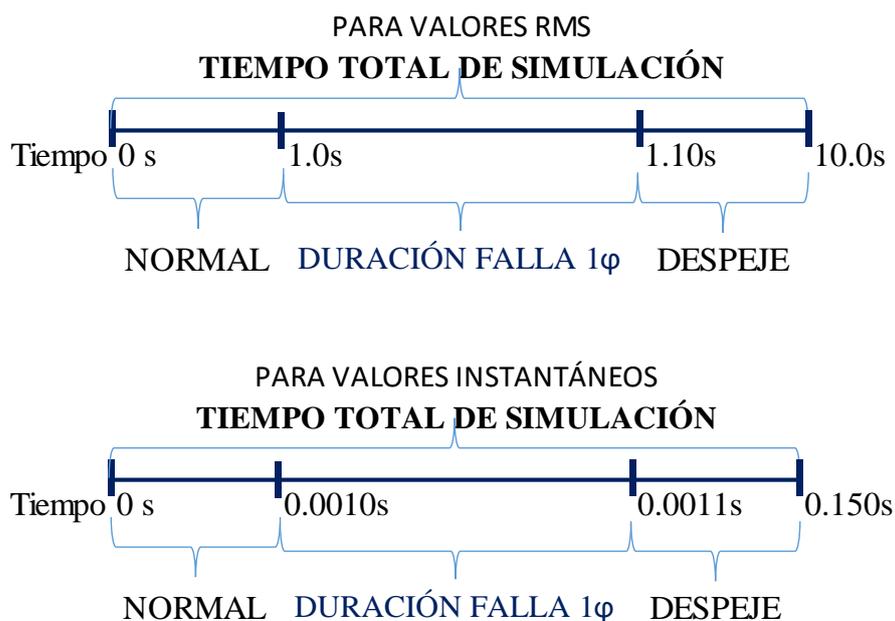
GRÁFICA 5.11

### 5.8.3. Análisis gráfica de los parámetros eléctricos con la ocurrencia de fallas del sistema fotovoltaico a la red de BT.

#### 5.8.3.1. Cortocircuito monofásico.

La gráfica 5.12, muestra el comportamiento de los parámetros de la potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, frecuencia, corriente y la tensión en el nodo de interconexión BT7456 (Red), ante una falla monofásica (fase A) localizado en bornes del tablero general del instituto “BARRA BT” en valores RMS y la gráfica 5.13 muestra en valores instantáneos.

Dichas gráficas resultantes tienen los criterios siguientes:



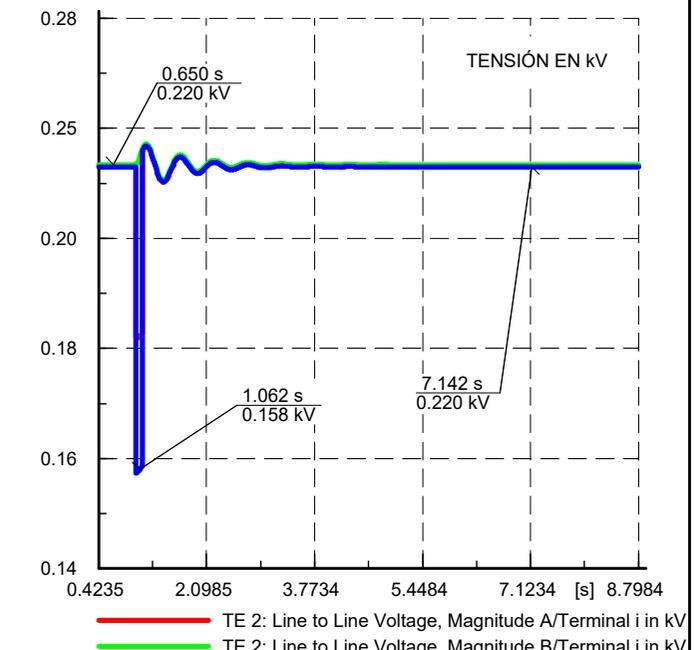
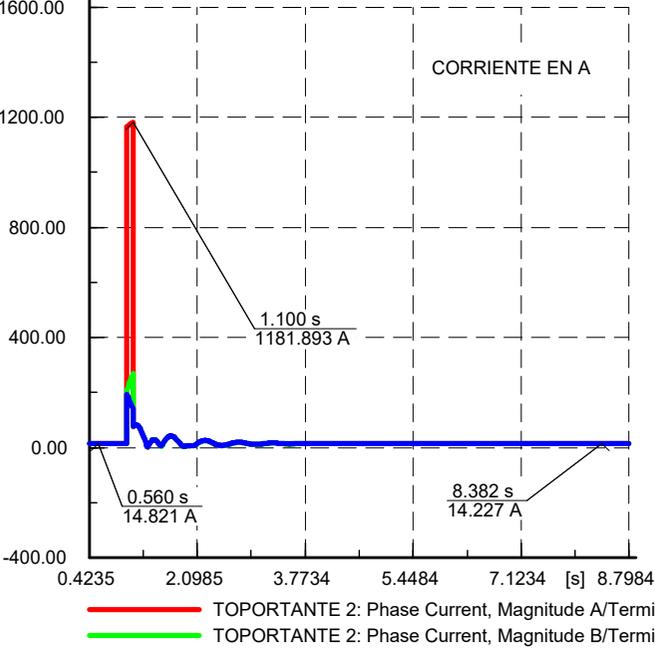
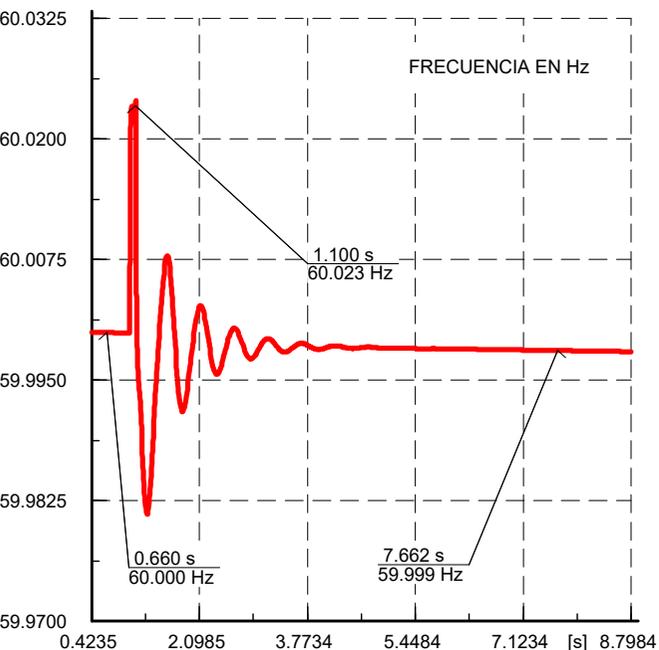
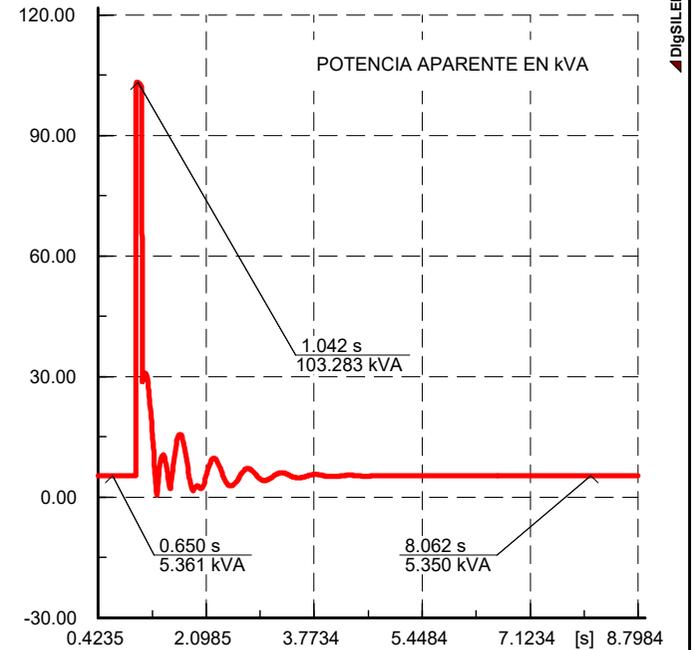
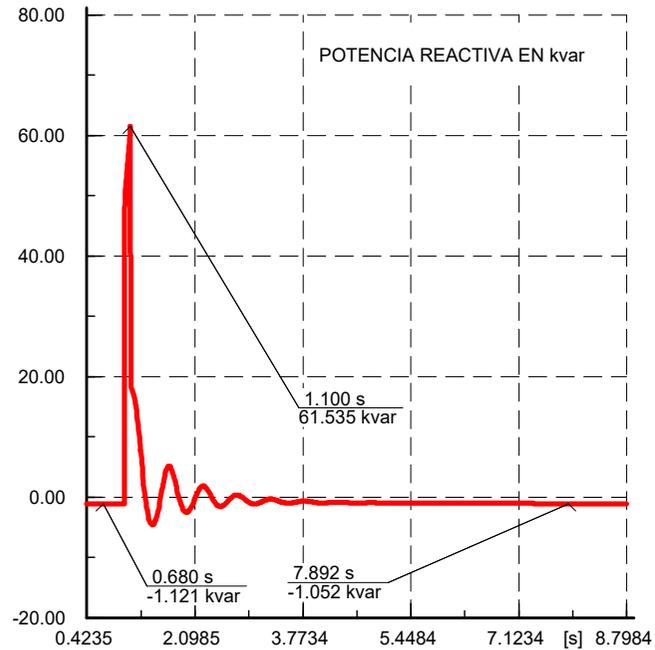
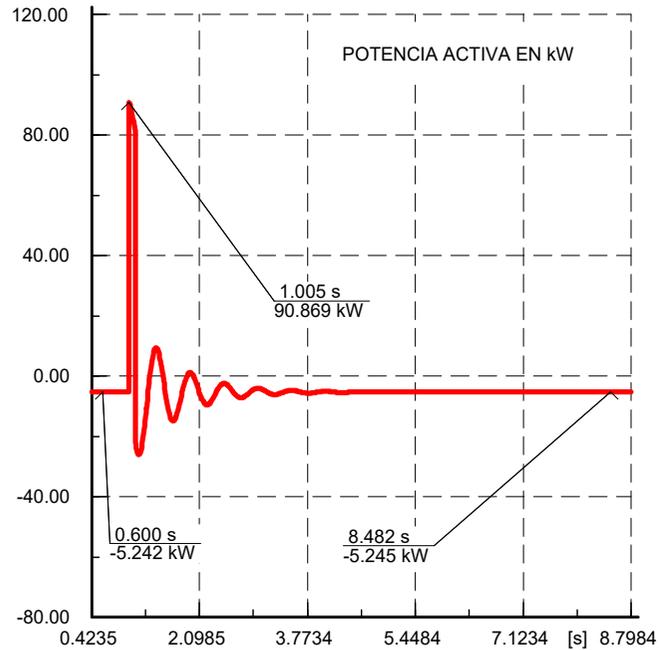
Para valores RMS, en el tiempo  $t = 1$  s, se simula una falla monofásica con duración hasta el tiempo  $t = 1.10$  s, posteriormente a ese tiempo, la falla es despejada hasta el tiempo  $t = 10$  s.

Se observa transitorios con duración en milésimas de segundo para cada parámetro analizado, posteriormente estos llegan a estabilizarse con el sistema.

Las gráficas resultantes, se detalla en:

**Gráfico 5.12** Resultado de los parámetros electricos falla monofásica en valores rms.

**Gráfico 5.13** Resultado de los parámetros eléctricos falla monofásica en valores instantáneos.



— AUTOPORTANTE 2: Total Active Power/Terminal i in kW

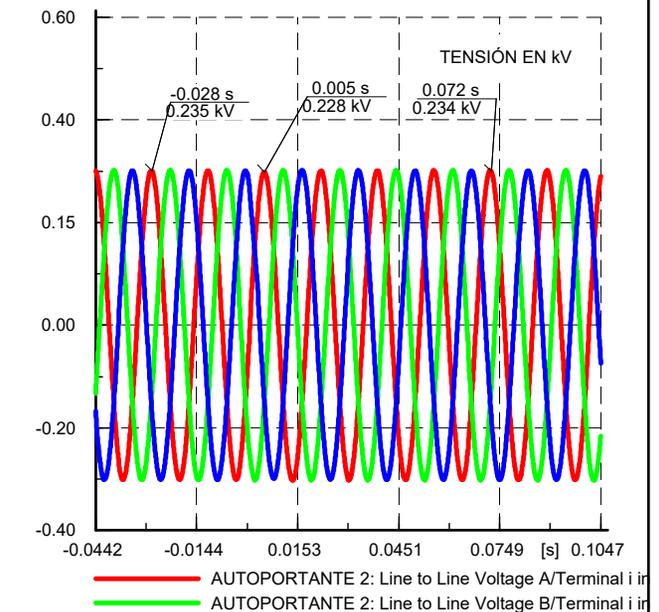
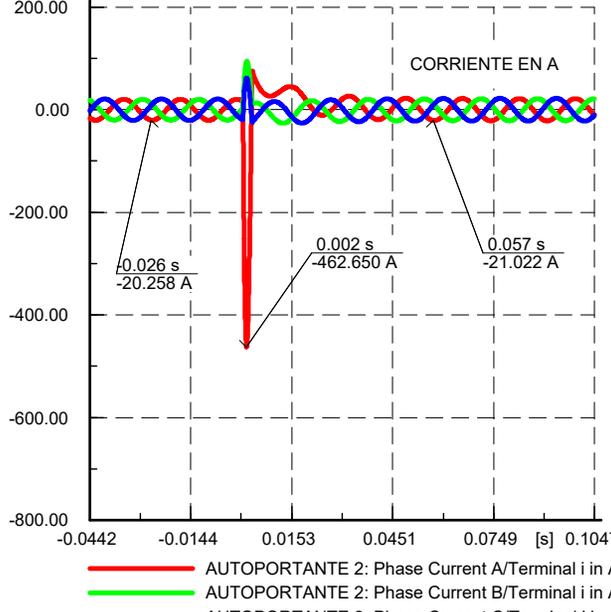
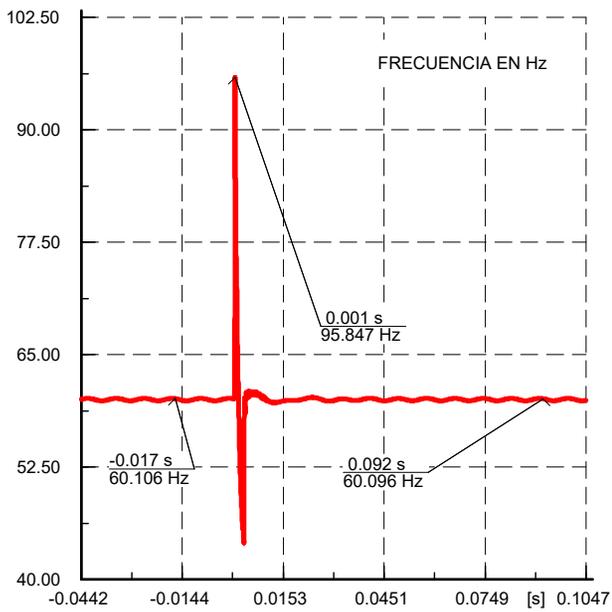
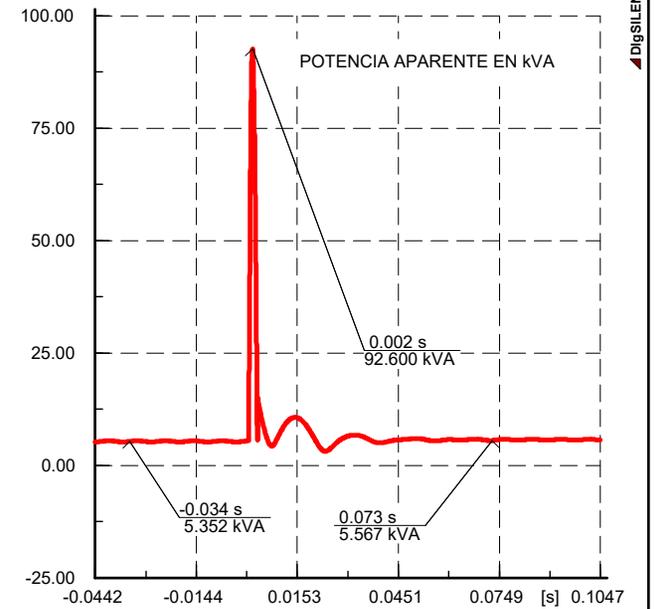
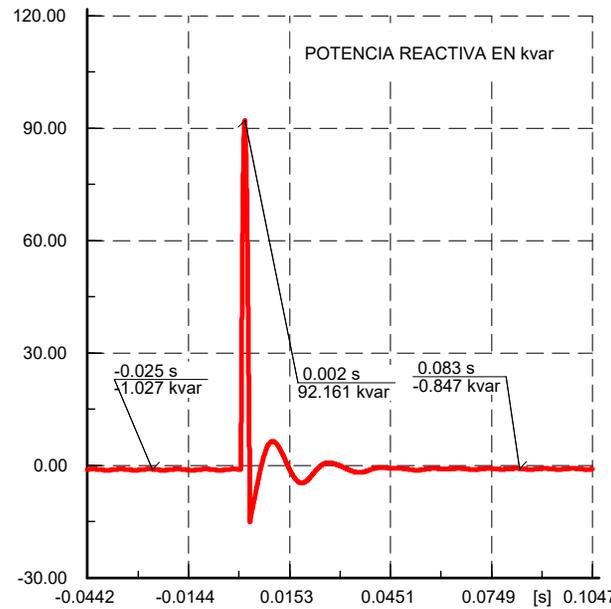
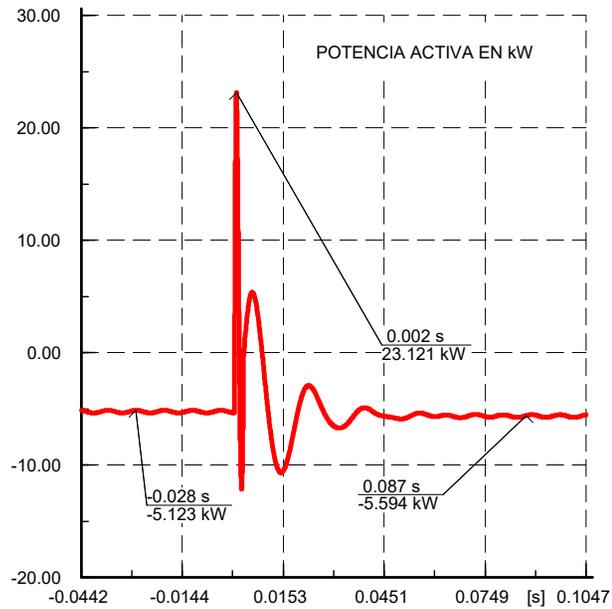
— AUTOPORTANTE 2: Total Reactive Power/Terminal i in

— AUTOPORTANTE 2: Total Apparent Power/Terminal i in

— AUTOPORTANTE 2: Electrical Frequency/Terminal i in

— TOPORTANTE 2: Phase Current, Magnitude A/Terminal  
 — TOPORTANTE 2: Phase Current, Magnitude B/Terminal  
 — TOPORTANTE 2: Phase Current, Magnitude C/Terminal

— TE 2: Line to Line Voltage, Magnitude A/Terminal i in kV  
 — TE 2: Line to Line Voltage, Magnitude B/Terminal i in kV  
 — TE 2: Line to Line Voltage, Magnitude C/Terminal i in kV



GRÁFICA 5.13

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

DO-05 SFCR INTERCONEXIÓN OPERATIVA

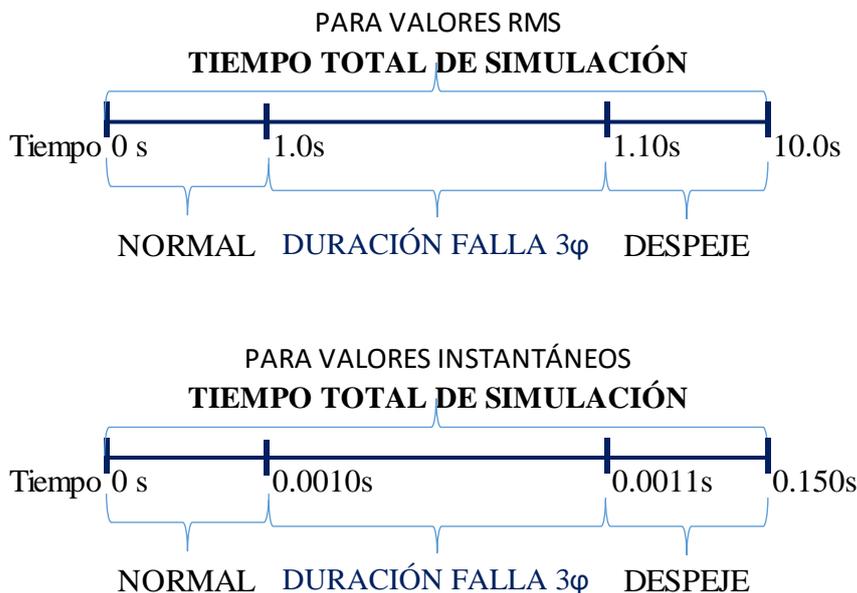
Date: 3/2/2021

Annex: OPERACIÓN /1

### 5.8.3.2. Cortocircuito trifásico.

La gráfica 5.14, muestra el comportamiento de los parámetros de la potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, frecuencia, corriente y la tensión en el nodo de interconexión BT7456 (Red), ante una falla trifásica localizado en bornes del tablero general del instituto “BARRA BT” en valores RMS y la gráfica 5.15 muestra en valores instantáneos.

Dichas gráficas resultantes tienen los criterios siguientes:



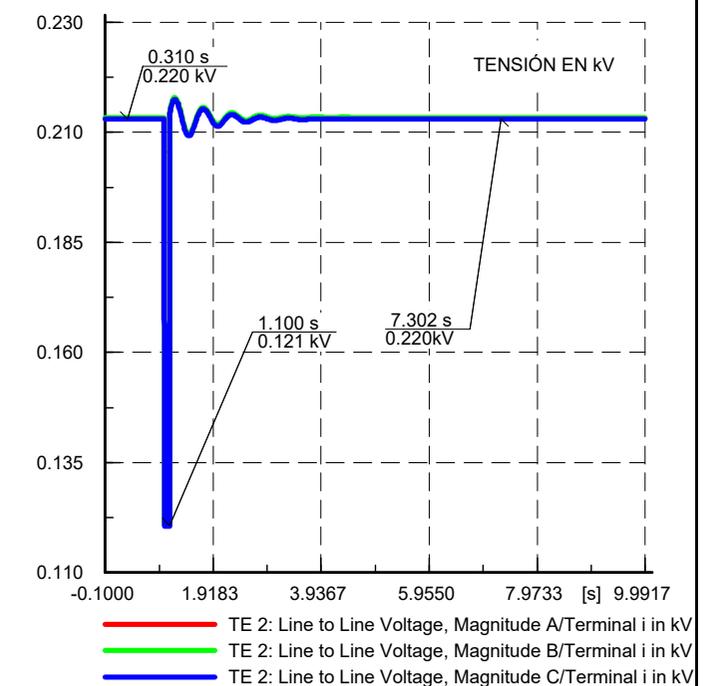
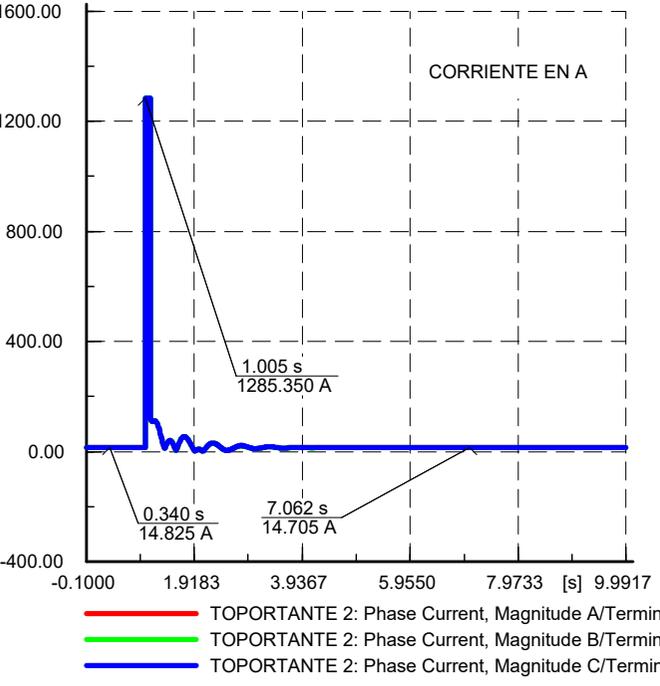
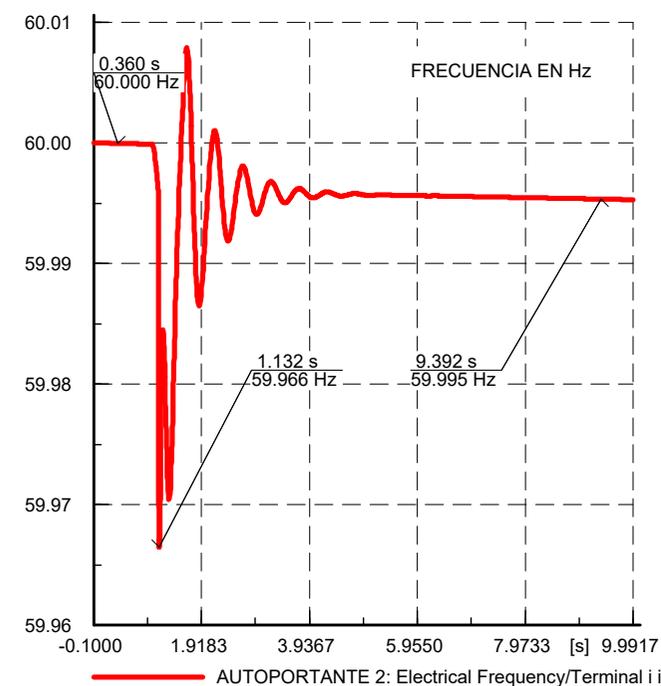
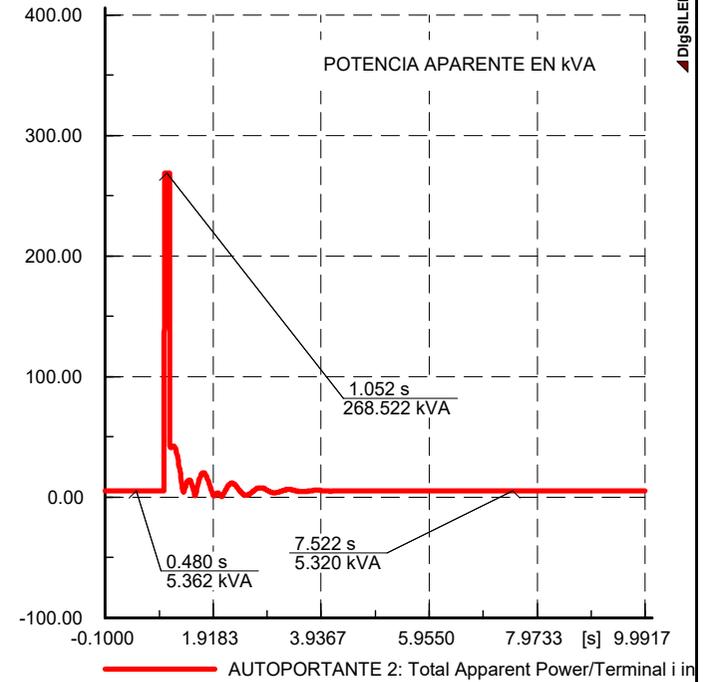
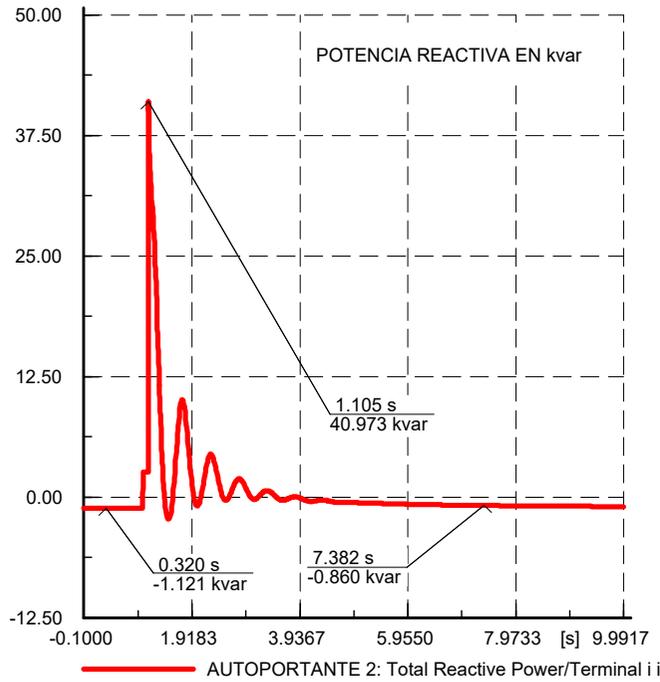
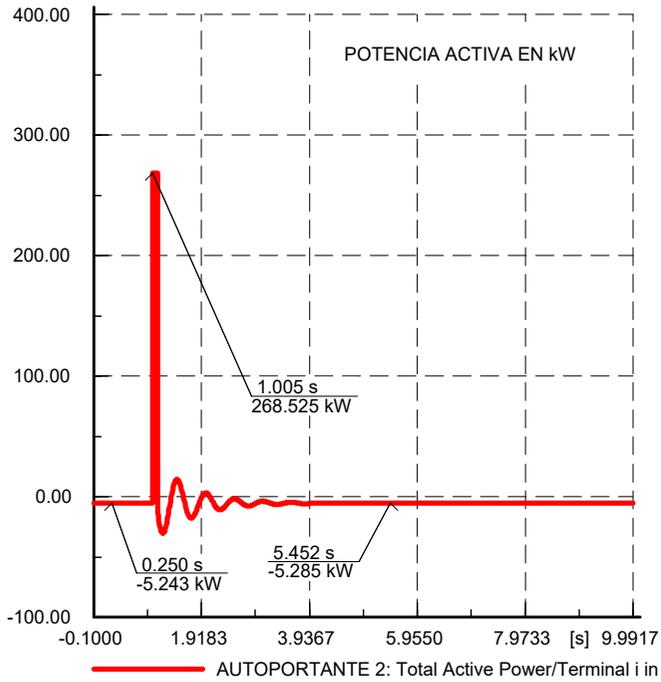
Finalmente, para valores RMS, en el tiempo  $t = 1$  s, se simula una falla monofásica con duración hasta el tiempo  $t = 1.10$  s, posteriormente a ese tiempo, la falla es despejada hasta el tiempo  $t = 10$  s.

También, se observa transitorios con duración en milésimas de segundo para cada parámetro analizado, posteriormente estos llegan a estabilizarse con el sistema.

Las gráficas resultantes, se detalla en:

**Gráfico 5.14** Resultado de los parámetros electricos falla trifásica en valores rms.

**Gráfico 5.15** Resultado de los parámetros eléctricos falla trifásica en valores instantáneos.



GRÁFICA 5.14

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

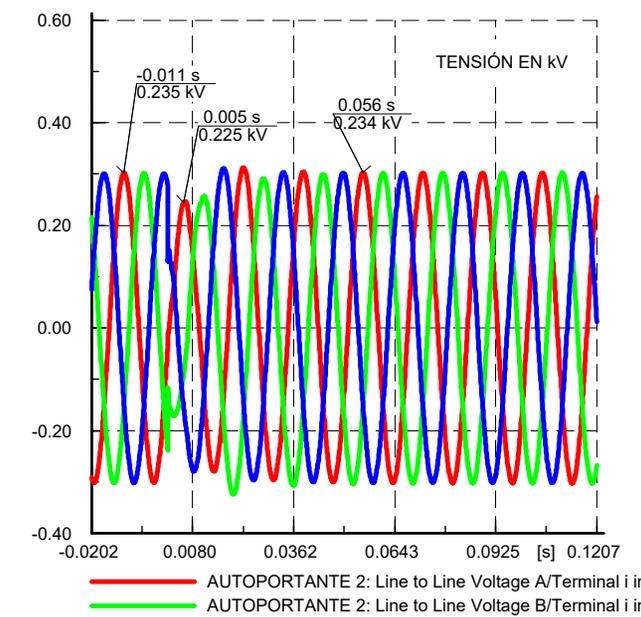
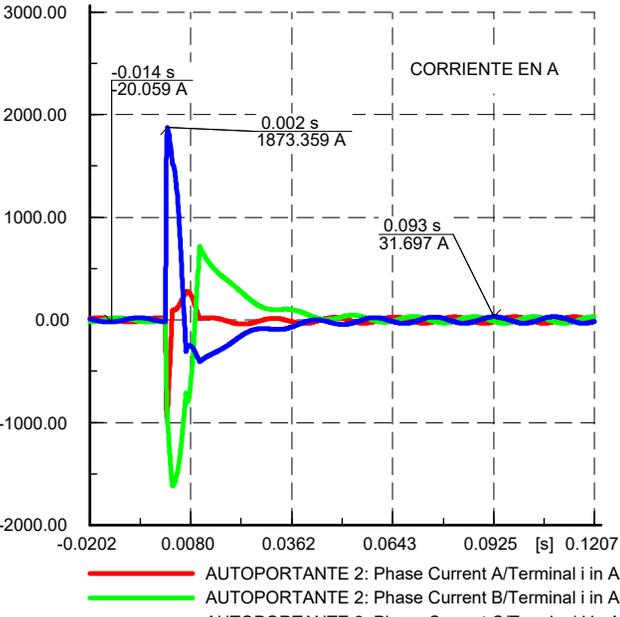
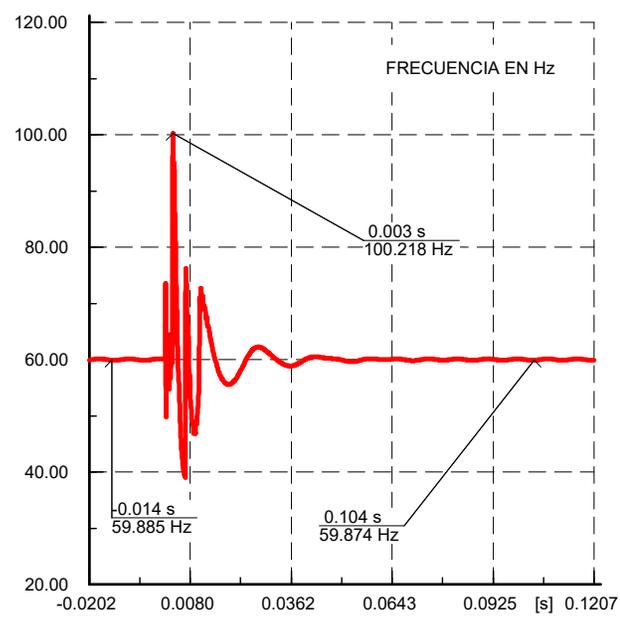
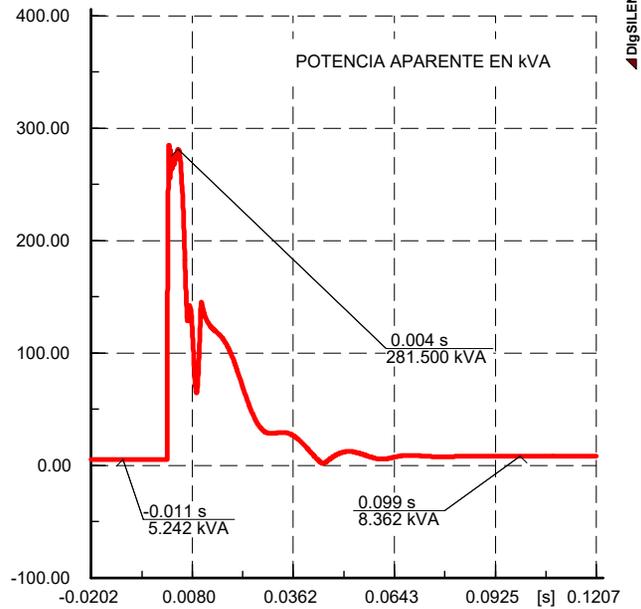
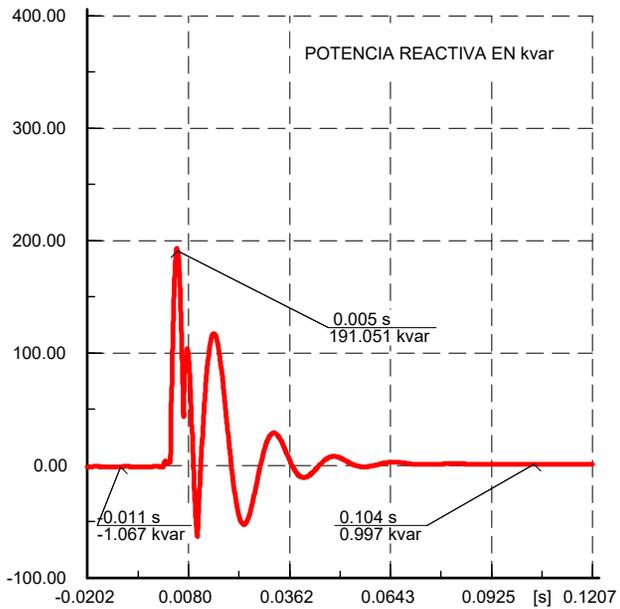
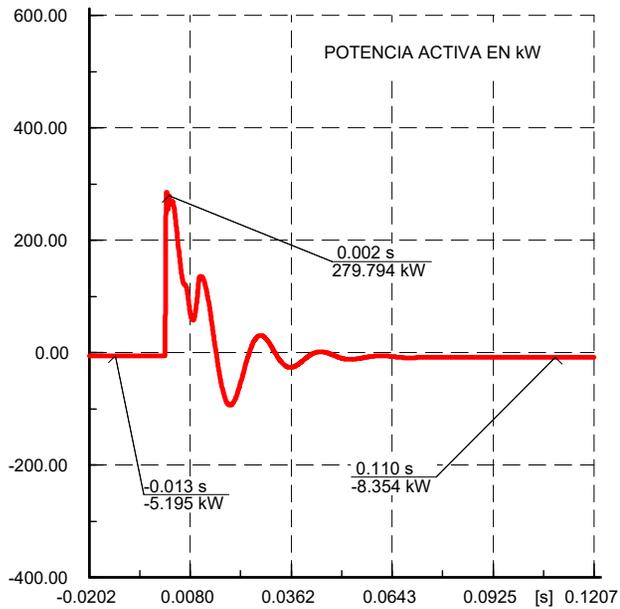
DO-05 SFCR INTERCONEXIÓN OPERATIVA

Date: 3/2/2021

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

Annex: OPERACIÓN /1



OPORTANTE 2: Power-Phasor, Active Power/Terminal i in kW

RTANTE 2: Power Phasor, Reactive Part/Terminal i in k

RTANTE 2: Power Phasor, Apparent Power/Terminal i in

AUTOPORTANTE 2: Electrical Frequency/Terminal i in

AUTOPORTANTE 2: Phase Current A/Terminal i in A  
 AUTOPORTANTE 2: Phase Current B/Terminal i in A  
 AUTOPORTANTE 2: Phase Current C/Terminal i in A

AUTOPORTANTE 2: Line to Line Voltage A/Terminal i in  
 AUTOPORTANTE 2: Line to Line Voltage B/Terminal i in  
 AUTOPORTANTE 2: Line to Line Voltage C/Terminal i in

GRÁFICA 5.15

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

DO-05 SFCR INTERCONEXIÓN OPERATIVA

Date: 3/2/2021

Annex: OPERACIÓN /1

## 5.9. Impactos.

### 5.9.1. Impactos técnicos.

Según estudios especializados en lo que respecta al funcionamiento de las redes de distribución y en base a nuestras simulaciones interactivas correspondientes a todo el CAPÍTULO 5, los impactos que producen la conexión masiva de la Generación Distribuida podrían ser esencialmente los siguientes:

a) Inversión de los Flujos de Potencia. Con la introducción de la Generación Distribuida aparecen flujos de potencia inversos, pasando la red de ser un sistema pasivo alimentando cargas a un sistema activo (donde los flujos de potencia y tensiones son determinados por generación y cargas). Incluso, en los casos en que la potencia generada por estas instalaciones es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante es transferida al sistema de distribución, lo cual puede presentar problemas en los transformadores para regular la tensión del distribuidor y del sistema en su conjunto.

**En nuestro caso, las simulaciones muestran un impacto positivo en cuanto al flujo de potencia, mejorando así la regulación de tensión de +-5% establecida por el CNES. (capítulo 5, ítems 5.5.3, 5.5.4, 5.5.5)**

b) Pérdidas de Potencia. La Generación Distribuida también podría tener un impacto en las pérdidas de potencia en la red. Si bien un emplazamiento adecuado de la Generación Distribuida puede contribuir a la reducción de las pérdidas del sistema, un emplazamiento inadecuado puede incrementar dichas pérdidas. Así, junto con determinar un correcto nivel de penetración es importante establecer criterios para el emplazamiento de este nuevo paradigma de generación eléctrica.

**En nuestro caso, nuestras simulaciones muestran un impacto positivo en cuanto a las pérdidas técnicas, según la tabla 5.25 (capítulo 5, ítems 5.5.5.4): Las pérdidas técnicas al 2021 sin aportación del sistema fotovoltaico es de 7.955%, con aportación es del 8.025%, la diferencia del incremento es del 0.07%. Para el 2046 las pérdidas técnicas sin aportación del sistema fotovoltaico son de 8.097%, con aportación es del 8.028%, la diferencia del incremento es del -0.069% (ligera disminución de las pérdidas).**

c) Variación en los Niveles de Tensión. No debe perderse de vista que el arranque de la Generación Distribuida puede causar saltos bruscos de los niveles de tensión en la red de distribución. Este tipo de saltos bruscos de tensión también pueden ocurrir cuando un generador es desconectado bruscamente de la red debido a una falla u otro evento.

**En nuestro caso, nuestras simulaciones también muestran un impacto positivo, según el capítulo 5, ítems 5.7.3 Análisis gráfica del comportamiento de la corriente y tensión con conexión y desconexión repentina en el nodo de interconexión (Gráfica 5.6) demostramos que no existe saltos bruscos en el nivel de tensión, prácticamente se puede apreciar la continuidad en cuanto al módulo de la tensión de manera constante.**

**d) Contribución al Nivel de Fallas (Aspectos de Calidad).** El nivel de fallas cambiará con el tiempo, sobre todo a causa de cambios en la configuración de la red (generación – carga). De este modo, el número (SAIFI) y duración (SAIDI) de las fallas variará en las redes del distribuidor según el momento y la ubicación (nodo). Dicha situación podría llevar la aplicación de penalidades y multas al distribuidor derivadas de perturbaciones introducidas por el Generación Distribuida.

**En nuestro caso, nuestras simulaciones también muestran un impacto positivo, según el capítulo 5, ítems 5.7.4, 5.7.4.1, 5.7.4.2, 5.7.5 justificando en el resumen correspondiente al ítem 5.7.6. las fallas simuladas tanto monofásicas y trifásicas, las aportaciones de falla prácticamente son las mismas tanto con y sin la generación fotovoltaica, por lo que la desconexión y alguna falla en el sistema fotovoltaico no implica la salida de la red.**

En general, la generación distribuida trae los siguientes impactos técnicos positivos.

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución
- Mejora la regulación de tensión.
- Reduce el índice de fallas.
- Evita la construcción de redes de transporte y los riesgos asociados.
- Facilita el abastecimiento energético en zonas remotas.
- Alternativa y redundancia respecto de grandes centrales.
- Permite liberar capacidad del sistema de generación y transmisión.
- Permite un mayor control de energía reactiva.
- Se convierte en una alternativa para aumentar la capacidad de generación.
- Reduce el impacto ambiental y visual.
- Evita conflictos sociales, asociados a la ocupación de tierras y servidumbres.
- Reduce los riesgos y emisiones.
- Optimiza la inversión y los costos de O&M.

### 5.9.2. Impactos Económicos.

Según las justificaciones demostradas en el capítulo 4, ítems 4.5.3 y el ítem 4.5.3.1 (análisis de resultado), conjuntamente con el capítulo 6, ítem 6.2.4 la evaluación de la producción de energía generada, demostramos que: El estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, disminuirá los costos en la tarifa eléctrica manteniendo los estándares técnicos, fomentando una política del uso eficiente y racional de la energía eléctrica.

En el capítulo 6 de nuestra tesis se demostró su viabilidad de acuerdo a los análisis de los indicadores económicos del VAN, TIR y B/C. obtenidos.

En general, la generación distribuida tiene los siguientes beneficios (Eduardo, 2018):

#### **1. Reducción de costos en la construcción y/o ampliación de redes de transmisión.**

La Generación Distribuida lleva a la reducción de la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión o repotenciar las existentes, así como de los costos de inversión, operación y mantenimiento que esta infraestructura implica. El beneficio consistiría en el ahorro para toda la demanda de electricidad, equivalente a la nueva inversión en líneas de transmisión y en los peajes y cargos asociados, los cuales ya no se asignarían a la demanda.

**2. Incremento de la seguridad energética y resiliencia del sistema y de las actividades económicas.** La Generación Distribuida trae beneficios para la seguridad energética del país y para el desarrollo de las actividades económicas, dado que mitiga considerablemente el riesgo de sufrir desbalances entre oferta y demanda eléctrica a largo, mediano y corto plazo. Su introducción aporta a la confiabilidad del sistema eléctrico en situaciones inesperadas que ponen en peligro el suministro y el buen funcionamiento de las actividades económicas, ahorrándonos costos de racionamiento y el aumento súbito de los costos marginales en dichas situaciones.

**3. Menores costos de producción y transporte podrían implicar precios más baratos que los derivados de la generación centralizada.** Energía a menores precios permitirá que el sector industrial aumente su eficiencia al reducir sus costos de producción (dentro de los cuales el precio de la energía es un elemento importante) Asimismo, su construcción y funcionamiento permite la reducción de costos de consumo de energía para consumidores regulados.

### 5.9.3. Impactos Ambientales.

Los impactos ambientales de la generación fotovoltaica del instituto, traen consigo impactos positivos, como son:

**1. Reducción de emisiones contaminantes.** La generación fotovoltaica del instituto muestra una tendencia a la búsqueda de proyectos que tengan en cuenta la reducción de emisiones de monóxido de carbono (CO), azufre (SOx) dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). De estas emisiones, el CO<sub>2</sub> representa el 86% del total de partículas aceleradoras del cambio climático.

**2. Descarbonización y transición a proyectos renovables.** La principal actividad que contribuye con la emisión de CO<sub>2</sub> es la producción de electricidad a través de la quema de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo. La reducción del impacto ambiental o emisiones contaminantes, sobre todo cuando existen una serie de centrales de Generación Distribuida y proyectos que en su gran mayoría usan energías limpias (transición energética), contribuirán significativamente a la reducción de la emisión de gases contaminantes y a evitar mantener operativas centrales que usen combustibles fósiles (descarbonización).

**3. Cuando se coloquen los módulos fotovoltaicos en el techo del instituto.** Estas no tendrán ningún efecto, ya que las estructuras a instala son ligeras en comparación con las estructuras del techo.

**4. En cuanto a los ruidos.** Los sistemas fotovoltaicos a instalar son silenciosos, por lo que están libres de este tipo de contaminación.

**5. En lo visual.** Para algunas personas los paneles solares afectan de manera positiva el montaje en los techos, pero para otros, los paneles solares invaden el ambiente. En gran medida es cuestión de la opinión personal, por lo que es mínimo o nulo dicho impacto.

**6. Desechos peligrosos.** Los paneles fotovoltaicos pueden contener materiales peligrosos que son liberados cuando el panel se daña o se desecha de manera inadecuada, por lo que este aspecto se debe tomar en cuenta en planes de mantenimiento con personales debidamente capacitados.

**7. Geología.** Las celdas solares son hechas con silicio, este elemento se obtiene a partir de la arena. Debido a que la arena es un material muy abundante y las cantidades que se requieren son mínimas, no se producen alteraciones topográficas o estructurales en el terreno de adquisición.

---

## 6. CAPÍTULO VI

# EVALUACIÓN ECONÓMICA.

---

## 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

### 6.1. Introducción.

En base a los resultados del análisis técnico, se evaluará la rentabilidad para las instalaciones solares potenciales considerando los siguientes aspectos:

#### **A) Horizonte de tiempo.**

El intervalo de tiempo de predicción a partir del año inicial (comienzo del funcionamiento de los paneles), hasta un año determinado necesario para el funcionamiento del proyecto.

#### **B) Perfil de tarifa.**

Análisis del costo de la tarifa eléctrica que paga el instituto.

#### **C) Perfil de demanda eléctrica consumida.**

Estimación de la energía anual consumida a partir de los datos históricos proporcionados por ELSE, a través de SIELSE comercial y proyectados según horizonte del tiempo.

#### **D) Perfil de la generación de energía para la radiación disponible y de diseño.**

Estimación de la energía anual generada por el sistema fotovoltaico según los datos históricos de radiación solar y valores típicos de eficiencia y pérdidas de los paneles solares disponibles.

Para este caso se analizará la energía generada para la radiación de diseño que es el mínimo del mes obtenido y suposición constante, por otro lado, dichos resultados se compararan con lo obtenidos por la radiación disponible proyectados.

**E) Costos de inversión y mantención.**

De acuerdo a la información entregada por ELSE, se estimarán los costos de inversión y mantención para los componentes típicos de plantas solares fotovoltaicas en nuestro país.

**F) Evaluación económica.**

Cálculo de la evaluación económica para el caso base considerado y un análisis de sensibilidad para las principales variables.

**G)Financiamiento.**

Préstamo del dinero de alguna entidad bancaria para la construcción de proyecto.

**H)Ahorros proyectados.**

Estimación de los ahorros anuales esperados en base a una proyección de la tarifa eléctrica regulada de la empresa en estudio.

**6.2. Evaluación Económica.****6.2.1. Horizonte de tiempo.**

El proyecto de tesis supone un horizonte de tiempo de 25 años para la evaluación económica.

**6.2.2. Perfil de tarifa eléctrica.**

En el capítulo 3 ítems 3.2.3.1 se dio a conocer el tipo de tarifa que actualmente paga el instituto:

Descripción de la tarifa BT5B.

Sólo para clientes alimentados en baja tensión con demanda máxima (Potencia instalada\*factor de simultaneidad) de hasta 20 kW o que instalen un limitador de potencia de hasta 20 kW nominal. Se efectúa una medición simple de energía.

**Sistema y parámetros de medición:**

Medición de una energía activa (1E).

Energía: Total del mes.

**Cargos de facturación**

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo por energía activa.

El costo por S/. kWh neto es de S/. 0.75170 actualizado al mes de diciembre del 2020, cabe mencionar que la tarifa eléctrica cada vez más tiene una pendiente positiva que suben con el pasar del tiempo, para ello también proyectaremos la tarifa para tener una referencia al año 2046 que es el horizonte de tiempo de 25 años a partir del 2022.

Por otro lado, se tiene el pago por alumbrado público, cargo fijo, intereses compensatorios, mantenimiento y reposición de la conexión, variación tarifaria, ley de electrificación rural e IGV, todo ello incrementa más aun el pago.

A continuación, detallamos el pago por la energía consumida durante el intervalo de 216 meses.

**Tabla 6.1 Pago por kWh consumido correspondiente a los 216 meses.**

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNATIONAL CUSCO																				
Periodo	CEA	TOTAL PAGO MES	Periodo	CEA	TOTAL PAGO MES	Periodo	CEA	TOTAL PAGO MES	Periodo	CEA	TOTAL PAGO MES	Periodo	CEA	TOTAL PAGO MES	Periodo	CEA	TOTAL PAGO MES			
1	202012	734.00	S/.1388.80	44	201705	1,316.00	S/.962.95	87	201310	476.00	S/.257.65	130	201003	1,112.00	S/.562.59	173	200608	830.00	S/.400.21	
2	202011	766.00	S/.1425.10	45	201704	1,244.00	S/.958.30	88	201309	495.00	S/.265.80	131	201002	1,368.00	S/.673.99	174	200607	786.00	S/.382.62	
3	202010	674.00	S/.1322.00	46	201703	1,195.00	S/.915.65	89	201308	261.00	S/.143.85	132	201001	888.00	S/.441.64	175	200606	854.00	S/.409.39	
4	202009	697.00	S/.1355.10	47	201702	2,203.00	S/.1645.45	90	201307	444.00	S/.233.60	133	200912	848.00	S/.412.14	176	200605	486.00	S/.234.61	
5	202008	695.00	S/.686.00	48	201701	2,266.00	S/.1696.10	91	201306	406.00	S/.209.15	134	200911	1,342.00	S/.664.66	177	200604	562.00	S/.295.17	
6	202007	688.00	S/.677.60	49	201612	1,862.00	S/.1402.60	92	201305	419.00	S/.216.70	135	200910	1,173.00	S/.603.28	178	200603	923.00	S/.458.10	
7	202006	775.00	S/.734.30	50	201611	1,989.00	S/.1484.11	93	201304	291.00	S/.162.50	136	200909	1,117.00	S/.583.60	179	200602	784.00	S/.394.29	
8	202005	375.00	S/.358.50	51	201610	1,315.00	S/.970.08	94	201303	492.00	S/.268.50	137	200908	779.00	S/.420.35	180	200601	657.00	S/.348.30	
9	202004	562.00	S/.531.20	52	201609	1,256.00	S/.927.56	95	201302	570.00	S/.311.45	138	200907	857.00	S/.466.78	181	200512	432.00	S/.218.85	
10	202003	1,595.00	S/.1438.60	53	201608	1,185.00	S/.872.37	96	201301	309.00	S/.170.05	139	200906	1,129.00	S/.625.78	182	200511	870.00	S/.427.02	
11	202002	1,673.00	S/.1486.80	54	201607	1,041.00	S/.761.56	97	201212	169.00	S/.96.45	140	200905	947.00	S/.516.97	183	200510	828.00	S/.397.98	
12	202001	1,507.00	S/.1395.00	55	201606	980.00	S/.706.29	98	201211	375.00	S/.202.40	141	200904	869.00	S/.456.60	184	200509	706.00	S/.344.74	
13	201912	1,517.00	S/.1372.70	56	201605	1,089.00	S/.795.84	99	201210	581.00	S/.314.20	142	200903	1,158.00	S/.631.93	185	200508	668.00	S/.321.95	
14	201911	1,506.00	S/.1338.90	57	201604	1,132.00	S/.862.65	100	201209	477.00	S/.254.25	143	200902	1,233.00	S/.659.01	186	200507	780.00	S/.367.76	
15	201910	1,720.00	S/.1389.30	58	201603	1,093.00	S/.849.25	101	201208	590.00	S/.336.95	144	200901	824.00	S/.441.15	187	200506	689.00	S/.328.56	
16	201909	1,644.00	S/.1315.70	59	201602	998.00	S/.761.40	102	201207	733.00	S/.391.15	145	200812	952.00	S/.503.04	188	200505	749.00	S/.350.38	
17	201908	1,412.00	S/.1138.40	60	201601	986.00	S/.747.20	103	201206	847.00	S/.453.65	146	200811	1,016.00	S/.546.93	189	200504	700.00	S/.333.31	
18	201907	1,519.00	S/.1219.20	61	201512	858.00	S/.637.10	104	201205	973.00	S/.520.30	147	200810	1,071.00	S/.531.37	190	200503	805.00	S/.375.03	
19	201906	1,556.00	S/.1269.80	62	201511	965.00	S/.712.95	105	201204	626.00	S/.348.00	148	200809	1,222.00	S/.574.94	191	200502	542.00	S/.263.48	
20	201905	1,634.00	S/.1313.90	63	201510	954.00	S/.704.75	106	201203	979.00	S/.531.70	149	200808	863.00	S/.411.31	192	200501	523.00	S/.255.34	
21	201904	1,600.00	S/.1271.50	64	201509	1,007.00	S/.755.65	107	201202	1,134.00	S/.613.25	150	200807	1,268.00	S/.592.08	193	200412	602.00	S/.291.31	
22	201903	1,619.00	S/.1282.60	65	201508	859.00	S/.646.20	108	201201	693.00	S/.364.75	151	200806	852.00	S/.490.72	194	200411	568.00	S/.281.19	
23	201902	1,548.00	S/.1232.20	66	201507	959.00	S/.695.60	109	201112	303.00	S/.164.95	152	200805	289.00	S/.140.64	195	200410	608.00	S/.281.10	
24	201901	1,328.00	S/.1045.00	67	201506	1,099.00	S/.800.65	110	201111	744.00	S/.389.40	153	200804	818.00	S/.400.60	196	200409	623.00	S/.290.41	
25	201812	1,475.00	S/.1144.05	68	201505	1,009.00	S/.731.80	111	201110	856.00	S/.445.55	154	200803	1,091.00	S/.555.91	197	200408	620.00	S/.285.81	
26	201811	1,594.00	S/.1240.30	69	201504	1,074.00	S/.730.95	112	201109	828.00	S/.428.10	155	200802	1,240.00	S/.604.54	198	200407	403.00	S/.166.44	
27	201810	1,553.00	S/.1195.75	70	201503	870.00	S/.586.30	113	201108	631.00	S/.325.00	156	200801	1,204.00	S/.589.48	199	200406	364.00	S/.164.60	
28	201809	1,677.00	S/.1285.35	71	201502	1,007.00	S/.682.90	114	201107	738.00	S/.372.95	157	200712	851.00	S/.418.41	200	200405	391.00	S/.172.92	
29	201808	1,589.00	S/.1226.40	72	201501	886.00	S/.574.35	115	201106	847.00	S/.429.50	158	200711	1,126.00	S/.550.40	201	200404	416.00	S/.182.94	
30	201807	1,362.00	S/.1040.20	73	201412	1,108.00	S/.707.75	116	201105	870.00	S/.434.80	159	200710	1,226.00	S/.603.50	202	200403	396.00	S/.173.87	
31	201806	1,416.00	S/.1078.30	74	201411	1,110.00	S/.707.75	117	201104	683.00	S/.349.32	160	200709	895.00	S/.437.83	203	200402	572.00	S/.256.78	
32	201805	1,496.00	S/.1142.85	75	201410	1,085.00	S/.693.85	118	201103	762.00	S/.386.61	161	200708	886.00	S/.426.56	204	200401	483.00	S/.206.12	
33	201804	1,583.00	S/.1291.80	76	201409	699.00	S/.436.85	119	201102	1,021.00	S/.525.35	162	200707	1,061.00	S/.534.58	205	200312	301.00	S/.134.35	
34	201803	1,512.00	S/.1223.15	77	201408	250.00	S/.177.70	120	201101	683.00	S/.348.28	163	200706	1,120.00	S/.553.31	206	200311	330.00	S/.144.64	
35	201802	1,497.00	S/.1179.45	78	201407	449.00	S/.295.10	121	201012	788.00	S/.389.03	164	200705	1,047.00	S/.517.26	207	200310	459.00	S/.195.55	
36	201801	1,529.00	S/.1010.90	79	201406	432.00	S/.293.10	122	201011	1,039.00	S/.523.37	165	200704	506.00	S/.254.37	208	200309	386.00	S/.166.81	
37	201712	1,425.00	S/.1093.35	80	201405	460.00	S/.293.20	123	201010	1,009.00	S/.505.95	166	200703	939.00	S/.439.00	209	200308	421.00	S/.180.02	
38	201711	1,547.00	S/.1171.10	81	201404	256.00	S/.164.00	124	201009	920.00	S/.450.45	167	200702	1,056.00	S/.511.84	210	200307	386.00	S/.166.99	
39	201710	1,569.00	S/.1165.45	82	201403	453.00	S/.280.40	125	201008	863.00	S/.429.81	168	200701	893.00	S/.420.38	211	200306	384.00	S/.165.39	
40	201709	1,423.00	S/.1053.85	83	201402	541.00	S/.334.05	126	201007	1,044.00	S/.524.10	169	200612	601.00	S/.296.36	212	200305	410.00	S/.176.23	
41	201708	1,475.00	S/.1080.50	84	201401	439.00	S/.255.30	127	201006	1,000.00	S/.485.89	170	200611	720.00	S/.345.71	213	200304	438.00	S/.188.98	
42	201707	1,201.00	S/.881.55	85	201312	160.00	S/.100.40	128	201005	941.00	S/.463.84	171	200610	621.00	S/.327.89	214	200303	554.00	S/.252.75	
43	201706	1,334.00	S/.966.65	86	201311	433.00	S/.247.95	129	201004	802.00	S/.406.30	172	200609	789.00	S/.383.04	215	200302	608.00	S/.273.55	
																	216	200301	383.04	S/.275.65

Fuente: Propia.

Dichos costos ya están incluidos los costos adicionales antes mencionados, pero si hacemos una comparación, simplemente la división entre los soles pagados y los kWh consumidos tendremos la cantidad en soles promedios como tarifa a pagar.

**Tabla 6.2** Pago promedio por kWh consumido mensual.

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNATIONAL CUSCO									
Periodo	COSTO POR kWh	Periodo	COSTO POR kWh	Periodo	COSTO POR kWh	Periodo	COSTO POR kWh	Periodo	COSTO POR kWh
202012	1.8921	201705	0.7317	201310	0.5413	201003	0.5059	200608	0.4822
202011	1.8604	201704	0.7703	201309	0.5370	201002	0.4927	200607	0.4868
202010	1.9614	201703	0.7662	201308	0.5511	201001	0.4973	200606	0.4794
202009	1.9442	201702	0.7469	201307	0.5261	200912	0.4860	200605	0.4827
202008	0.9871	201701	0.7485	201306	0.5151	200911	0.4953	200604	0.5252
202007	0.9849	201612	0.7533	201305	0.5172	200910	0.5143	200603	0.4963
202006	0.9475	201611	0.7462	201304	0.5584	200909	0.5225	200602	0.5029
202005	0.9560	201610	0.7377	201303	0.5457	200908	0.5396	200601	0.5301
202004	0.9452	201609	0.7385	201302	0.5464	200907	0.5447	200512	0.5066
202003	0.9019	201608	0.7362	201301	0.5503	200906	0.5543	200511	0.4908
202002	0.8887	201607	0.7316	201212	0.5707	200905	0.5459	200510	0.4807
202001	0.9257	201606	0.7207	201211	0.5397	200904	0.5254	200509	0.4883
201912	0.9049	201605	0.7308	201210	0.5408	200903	0.5457	200508	0.4820
201911	0.8890	201604	0.7621	201209	0.5330	200902	0.5345	200507	0.4715
201910	0.8077	201603	0.7770	201208	0.5711	200901	0.5354	200506	0.4769
201909	0.8003	201602	0.7629	201207	0.5336	200812	0.5284	200505	0.4678
201908	0.8062	201601	0.7578	201206	0.5356	200811	0.5383	200504	0.4762
201907	0.8026	201512	0.7425	201205	0.5347	200810	0.4961	200503	0.4659
201906	0.8161	201511	0.7388	201204	0.5559	200809	0.4705	200502	0.4861
201905	0.8041	201510	0.7387	201203	0.5431	200808	0.4766	200501	0.4882
201904	0.7947	201509	0.7504	201202	0.5408	200807	0.4669	200412	0.4839
201903	0.7922	201508	0.7523	201201	0.5263	200806	0.5760	200411	0.4951
201902	0.7960	201507	0.7253	201112	0.5444	200805	0.4866	200410	0.4623
201901	0.7869	201506	0.7285	201111	0.5234	200804	0.4897	200409	0.4661
201812	0.7756	201505	0.7253	201110	0.5205	200803	0.5095	200408	0.4610
201811	0.7781	201504	0.6806	201109	0.5170	200802	0.4875	200407	0.4130
201810	0.7700	201503	0.6739	201108	0.5151	200801	0.4896	200406	0.4522
201809	0.7665	201502	0.6782	201107	0.5054	200712	0.4917	200405	0.4423
201808	0.7718	201501	0.6483	201106	0.5071	200711	0.4888	200404	0.4398
201807	0.7637	201412	0.6388	201105	0.4998	200710	0.4923	200403	0.4391
201806	0.7615	201411	0.6376	201104	0.5114	200709	0.4892	200402	0.4489
201805	0.7639	201410	0.6395	201103	0.5074	200708	0.4814	200401	0.4267
201804	0.8160	201409	0.6250	201102	0.5145	200707	0.5038	200312	0.4463
201803	0.8090	201408	0.7108	201101	0.5099	200706	0.4940	200311	0.4383
201802	0.7879	201407	0.6572	201012	0.4937	200705	0.4940	200310	0.4260
201801	0.6612	201406	0.6785	201011	0.5037	200704	0.5027	200309	0.4322
201712	0.7673	201405	0.6374	201010	0.5014	200703	0.4675	200308	0.4276
201711	0.7570	201404	0.6406	201009	0.4896	200702	0.4847	200307	0.4326
201710	0.7428	201403	0.6190	201008	0.4980	200701	0.4708	200306	0.4307
201709	0.7406	201402	0.6175	201007	0.5020	200612	0.4931	200305	0.4298
201708	0.7325	201401	0.5815	201006	0.4859	200611	0.4802	200304	0.4315
201707	0.7340	201312	0.6275	201005	0.4929	200610	0.4961	200303	0.4562
201706	0.7246	201311	0.5726	201004	0.5066	200609	0.4855	200302	0.4499
								200301	0.7196

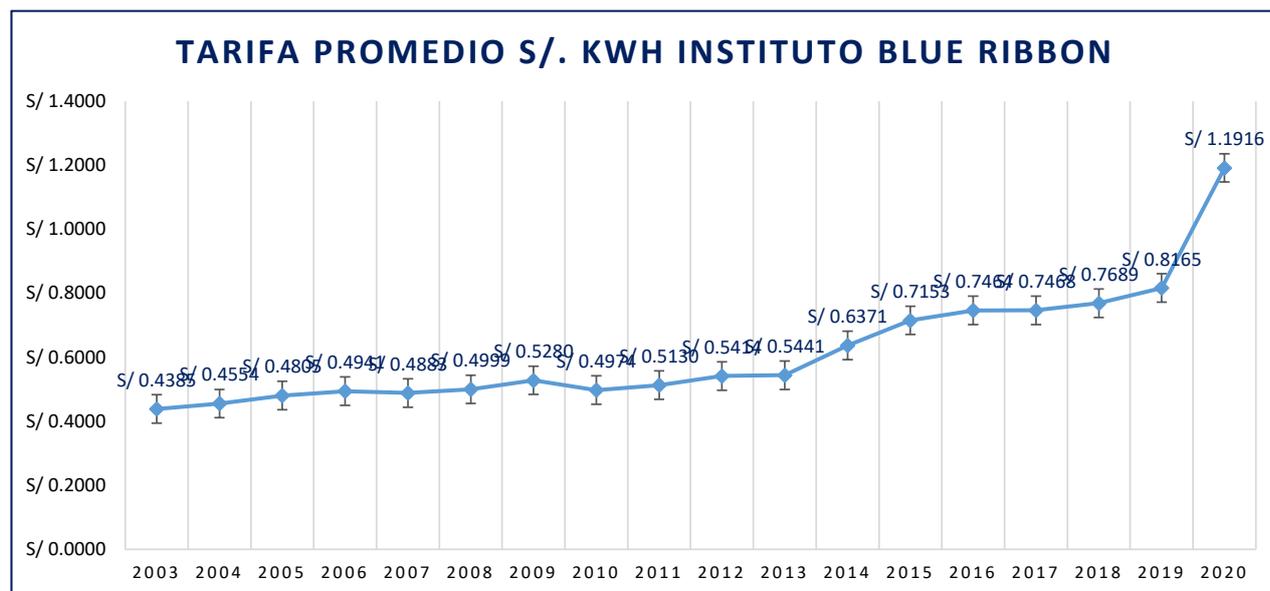
*Fuente: Propia.*

Ahora bien, mostraremos la sumatoria de estos precios anuales:

**Tabla 6.3** Pago promedio por kWh consumido anual.

AÑO	SOLES -ANUAL	CEA - ANUAL	TARIFA PROMEDIO S/. kWh
2003	S/ 2320.910	5293.00 kWh	S/ 0.4385
2004	S/ 2753.490	6046.00 kWh	S/ 0.4554
2005	S/ 3984.400	8292.00 kWh	S/ 0.4805
2006	S/ 4275.690	8653.00 kWh	S/ 0.4941
2007	S/ 5667.440	11606.00 kWh	S/ 0.4883
2008	S/ 5941.560	11886.00 kWh	S/ 0.4999
2009	S/ 6482.250	12276.00 kWh	S/ 0.5280
2010	S/ 5856.960	11774.00 kWh	S/ 0.4974
2011	S/ 4599.810	8966.00 kWh	S/ 0.5130
2012	S/ 4427.050	8177.00 kWh	S/ 0.5414
2013	S/ 2587.600	4756.00 kWh	S/ 0.5441
2014	S/ 4639.050	7282.00 kWh	S/ 0.6371
2015	S/ 8259.200	11547.00 kWh	S/ 0.7153
2016	S/ 11140.910	14926.00 kWh	S/ 0.7464
2017	S/ 13590.900	18198.00 kWh	S/ 0.7468
2018	S/ 14058.500	18283.00 kWh	S/ 0.7689
2019	S/ 15189.200	18603.00 kWh	S/ 0.8165
<b>2020</b>	<b>S/ 12799.000</b>	<b>10741.00 kWh</b>	<b>S/ 1.1916</b>

Fuente: Propia.

**Gráfico 6.1** Grafica del historial tarifario.

Fuente: Propia.

Sabiendo que la tarifa según análisis, tiene una pendiente positiva, a medida que pasa los años se va incrementando.

A continuación, proyectaremos estas tarifas para un intervalo de 25 años utilizando el método de la regresión lineal según las ecuaciones siguientes:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 6.1}$$

$$\beta_0 = \bar{y} - b\bar{x} \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 6.2}$$

$$\beta_1 = \frac{\sum xy - n\bar{x}\bar{y}}{\sum x^2 - n\bar{x}^2} \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 6.3}$$

A continuación, mostramos los resultados obtenidos conjuntamente con su gráfica.

**Tabla 6.4** Proyección de la tarifa eléctrica anual.

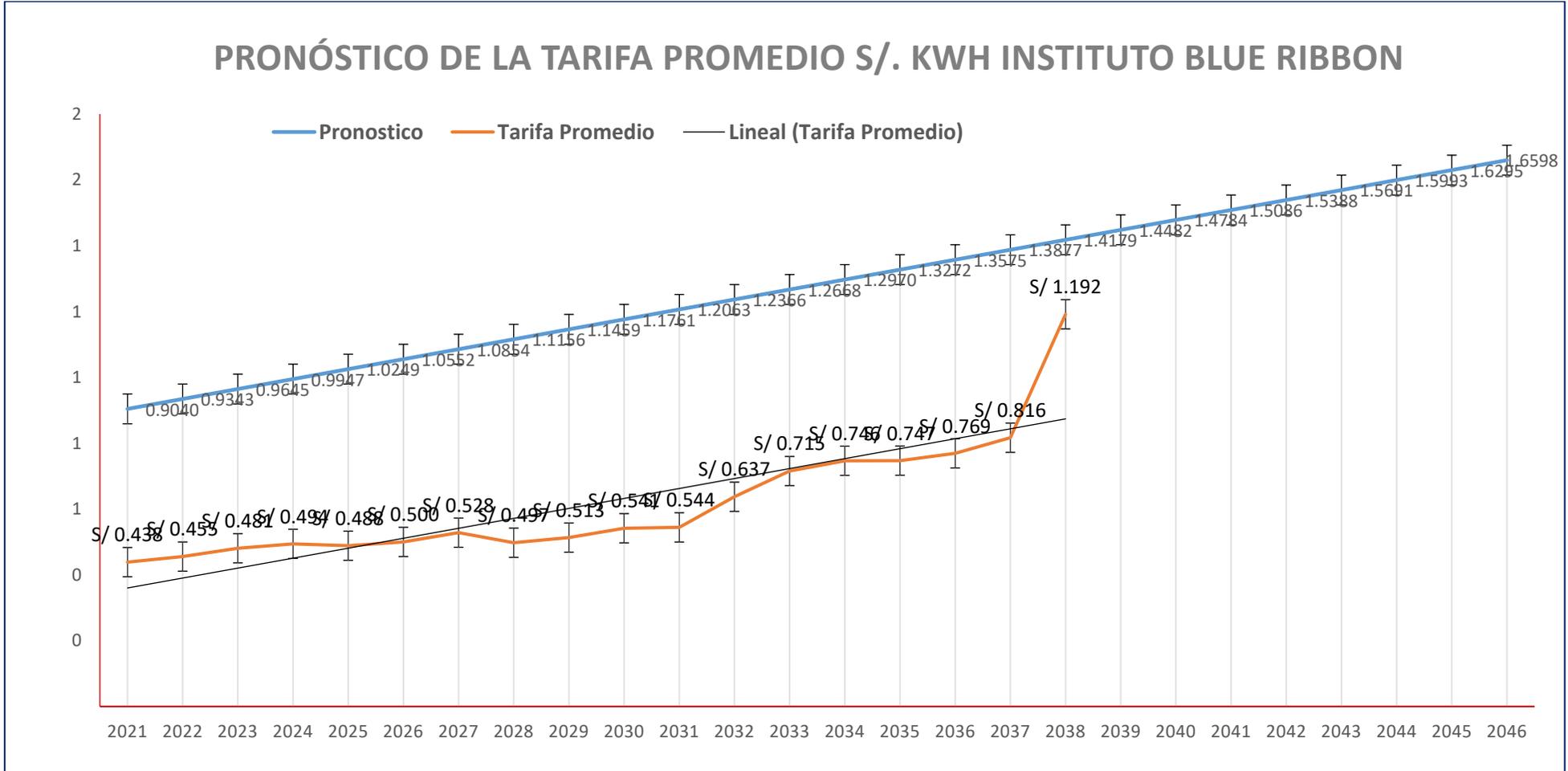
PROYECCIÓN DE LA TARPÍFA ELÉCTRICA ANUALES A 25 AÑOS									
X	Y		XY	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup>	Y			
	Datos reales según consumo		Parametros			Pronostico			
Items	AÑO	Tarifa Promedio	Adimensional			Año		Tarifa Promedio	
1	2003	S/ 0.438	0.44	1	0.19	1	19	2021	0.904
2	2004	S/ 0.455	0.91	4	0.21	2	20	2022	0.934
3	2005	S/ 0.481	1.44	9	0.23	3	21	2023	0.964
4	2006	S/ 0.494	1.98	16	0.24	4	22	2024	0.995
5	2007	S/ 0.488	2.44	25	0.24	5	23	2025	1.025
6	2008	S/ 0.500	3.00	36	0.25	6	24	2026	1.055
7	2009	S/ 0.528	3.70	49	0.28	7	25	2027	1.085
8	2010	S/ 0.497	3.98	64	0.25	8	26	2028	1.116
9	2011	S/ 0.513	4.62	81	0.26	9	27	2029	1.146
10	2012	S/ 0.541	5.41	100	0.29	10	28	2030	1.176
11	2013	S/ 0.544	5.98	121	0.30	11	29	2031	1.206
12	2014	S/ 0.637	7.64	144	0.41	12	30	2032	1.237
13	2015	S/ 0.715	9.30	169	0.51	13	31	2033	1.267
14	2016	S/ 0.746	10.45	196	0.56	14	32	2034	1.297
15	2017	S/ 0.747	11.20	225	0.56	15	33	2035	1.327
16	2018	S/ 0.769	12.30	256	0.59	16	34	2036	1.357
17	2019	S/ 0.816	13.88	289	0.67	17	35	2037	1.388
18	2020	S/ 1.192	21.45	324	1.42	18	36	2038	1.418
PROMEDIO	9.5	0.616852387				19	37	2039	1.448
SUMA			120.13	2109.00		20	38	2040	1.478
N	18					21	39	2041	1.509
						22	40	2042	1.539
						23	41	2043	1.569
						24	42	2044	1.599
						25	43	2045	1.630
						26	44	2046	1.660

Formulas	$y = \beta_0 + \beta_1 x$
	$\beta_0 = \bar{y} - b\bar{x}$
	$\beta_1 = \frac{\sum xy - n\bar{x}\bar{y}}{\sum x^2 - n\bar{x}^2}$
Hallando los valores:	
	$\beta_1 \approx 0.03$
	$\beta_0 \approx 0.33$
	<b>Y = 0.33 + 0.03 X</b>

Fuente: Propia.

**Gráfico 6.2** Grafica del pronóstico de la tarifa eléctrica.



Fuente: Propia.

### 6.2.3. Perfil de la demanda eléctrica consumida.

Teniendo la demanda eléctrica consumida en un intervalo de 216 meses (18 años), proyectaremos nuevamente a un horizonte de 25 años utilizando las mismas ecuaciones de regresión lineal expuestas anteriormente (Ecuaciones 6.1, 6.2, y 6.3).

**Tabla 6.5** Perfil de la demanda consumida y proyectada.

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA ANUALES DE 25 AÑOS CON ANALISIS EN 18 AÑOS										
X	Y			XY	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup>	Y			
	Datos reales según consumo			Parametros			Pronostico			
Items	AÑO	CEA - ANUAL	SOLES	Adimensional			Año	kWh		
1	2003	5293.00 kWh	S/.2320.91	5293.00	1	28015849.00	1	1	2021	6605.749
2	2004	6046.00 kWh	S/.2753.49	12092.00	4	36554116.00	2	2	2022	7118.177
3	2005	8292.00 kWh	S/.3984.40	24876.00	9	68757264.00	3	3	2023	7630.605
4	2006	8653.00 kWh	S/.4275.69	34612.00	16	74874409.00	4	4	2024	8143.033
5	2007	11606.00 kWh	S/.5667.44	58030.00	25	134699236.00	5	5	2025	8655.462
6	2008	11886.00 kWh	S/.5941.56	71316.00	36	141276996.00	6	6	2026	9167.890
7	2009	12276.00 kWh	S/.6482.25	85932.00	49	150700176.00	7	7	2027	9680.318
8	2010	11774.00 kWh	S/.5856.96	94192.00	64	138627076.00	8	8	2028	10192.746
9	2011	8966.00 kWh	S/.4599.81	80694.00	81	80389156.00	9	9	2029	10705.175
10	2012	8177.00 kWh	S/.4427.05	81770.00	100	66863329.00	10	10	2030	11217.603
11	2013	4756.00 kWh	S/.2587.60	52316.00	121	22619536.00	11	11	2031	11730.031
12	2014	7282.00 kWh	S/.4639.05	87384.00	144	53027524.00	12	12	2032	12242.460
13	2015	11547.00 kWh	S/.8259.20	150111.00	169	133333209.00	13	13	2033	12754.888
14	2016	14926.00 kWh	S/.11140.91	208964.00	196	222785476.00	14	14	2034	13267.316
15	2017	18198.00 kWh	S/.13590.90	272970.00	225	331167204.00	15	15	2035	13779.744
16	2018	18283.00 kWh	S/.14058.50	292528.00	256	334268089.00	16	16	2036	14292.173
17	2019	18603.00 kWh	S/.15189.20	316251.00	289	346071609.00	17	17	2037	14804.601
18	2020	10741.00 kWh	S/.12799.00	193338.00	324	115369081.00	18	18	2038	15317.029
PROMEDIO	9.5	10961.38889					19	19	2039	15829.458
SUMA				2122669.00	2109.00		20	20	2040	16341.886
N	18						21	21	2041	16854.314
							22	22	2042	17366.742
							23	23	2043	17879.171
							24	24	2044	18391.599
							25	25	2045	18904.027
							26	26	2046	19416.455

Hallando los valores:

$$\beta_1 \approx 512.43$$

$$\beta_0 \approx 6093.32$$

Formulas

$$y = \beta_0 + \beta_1 x$$

$$\beta_0 = \bar{y} - b\bar{x}$$

$$\beta_1 = \frac{\sum xy - n\bar{x}\bar{y}}{\sum x^2 - n\bar{x}^2}$$

Y = 6093.32

+

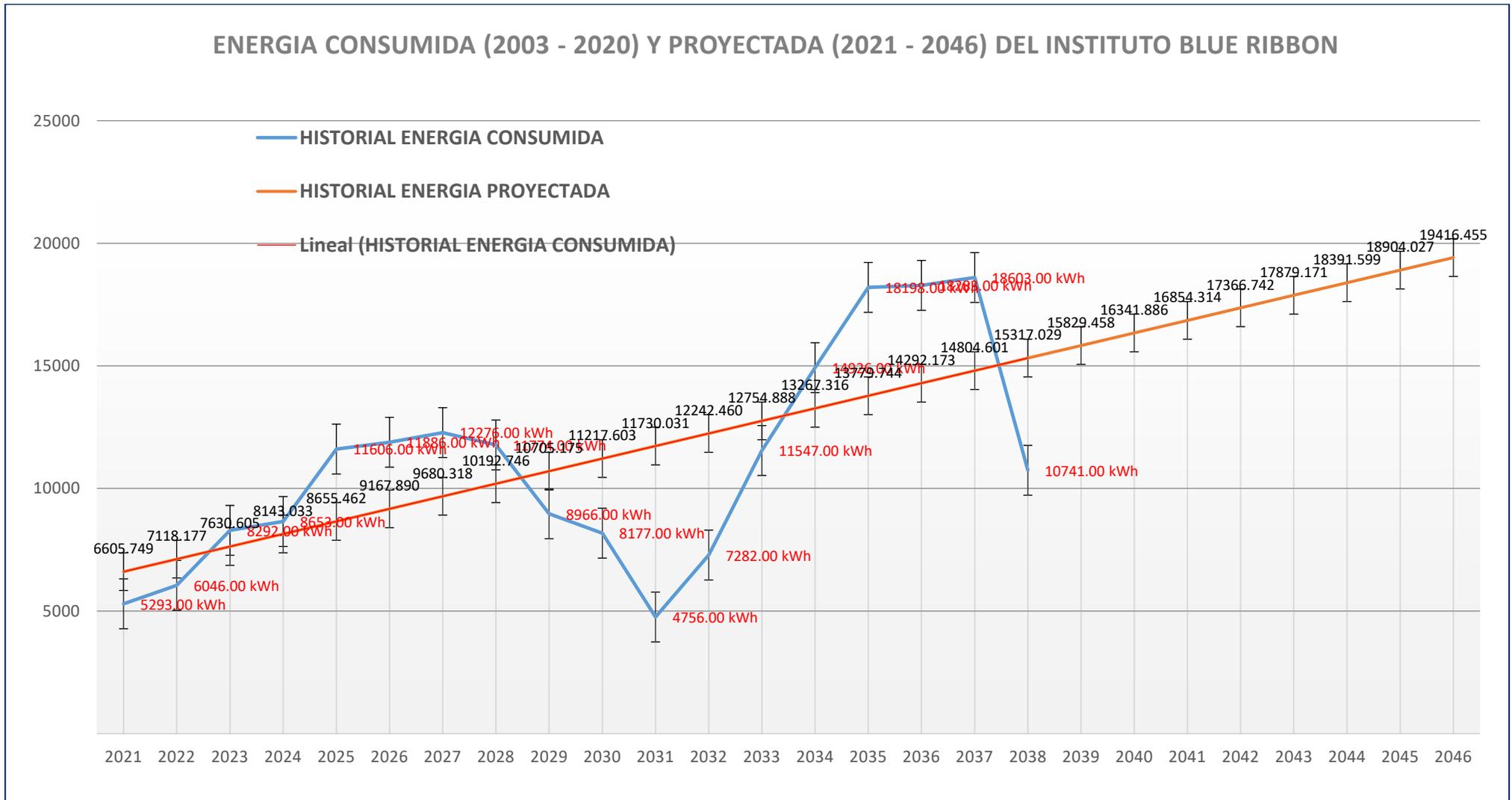
512.43

X

Total kWh = **338,288.652 kWh**  
 suposicion teorica según pronostico con  
 proyeccion de energia y tarifa igual al  
 primer año

Fuente: Propia.

**Gráfico 6.3** Grafica del pronóstico de la demanda eléctrica.



Fuente: Propia.

### 6.2.4. Perfil de la generación de energía para la radiación disponible y de diseño.

El análisis para la generación de energía a través de los paneles solares se desarrolló teniendo en cuenta una irradiación disponible por cada mes y para efectos de comparación se desarrolló también para una irradiación disponible, los resultados se detallan en la tabla 6.6:

**Tabla 6.6** Perfil de la generación de energía a partir de la irradiación.

ESTIMACIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOLAR EN CUSCO JIRÓN TACNA N°166													
	UNIT	Climate data location											
LATITUDE	°S	13°31'21.10"S											
LONGITUDE	°W	71° 58'71.10"O											
ELEVATION	msnm	3375											
HEATING DESING TEMPERATURE	°C	-											
COOLING DESING TEMPERATURE	°C	-											
EARTH TEMPERATURE AMPLITUDE	°C	19.80											
FROST DAYS AT SITE	day	-											
ANALISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LA IRRADIACIÓN ESTIMADA													
CUSCO, WANCHAQ JIRÓN TACNA 166 (8503132.4N; 178634.7E)													
Mes Periodo	EPOCA ESTIAJE					EPOCA AVENIDA					EPOCA ESTIAJE	TOTAL	
	Ene 1	Feb 2	Mar 3	Abr 4	May 5	Jun 6	Jul 7	Ago 8	Sep 9	Oct 10	Nov 11		Dic 12
Numero Dias en el mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	31
Número Horas totales en el mes	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	744
Numero Horas disponibles de Irradiación	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Numero Horas Totales disponibles de Irradiación	372	336	372	360	372	360	372	372	360	372	360	372	372
<b>Earth Temperature</b>													
Max Earth Skin temperature (°C)	20.47	19.98	19.68	19.49	20.18	20.45	21.58	23.89	25.01	24.92	24.49	22.50	21.89
Min Earth Skin temperature (°C)	3.25	3.05	2.79	2.52	1.52	0.19	-0.59	0.49	2.09	3.03	3.28	3.44	2.09
Earth Skin temperature (°C)	9.95	9.66	9.38	9.15	8.75	8.03	8.03	9.56	10.86	11.37	11.46	10.85	9.75
Earth Skin temperature Range (°C)	17.22	16.92	16.88	16.98	18.66	20.26	22.17	23.41	22.92	21.89	21.21	19.05	19.80
Relative Humidity(%)	78.45%	80.14%	80.70%	78.94%	74.31%	70.55%	66.73%	64.08%	65.35%	67.60%	68.88%	73.45%	67.2
Atmospheric pressure (kPa)	69.45	69.38	69.40	69.49	69.51	69.54	69.52	69.49	69.44	69.44	69.33	69.45	69.45
wind Spedd (m/s)	NE-2,4	N-2,0	NE-1,9	N-1,5	N-1,1	N-2,0	NW-2,0	NE-2,3	NE-3,3	NE-3,0	NE-2,7	NW-2,4	1.83
Presipitation (mm)	4.53	4.11	3.11	1.19	0.28	0.20	0.22	0.26	0.57	1.65	2.18	3.60	1.83
Daily solar radiation - horizontal (kWh/m2/d)													
Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	Minimo → 3.97	4.10	4.29	4.99	6.28	6.62	6.60	5.92	5.14	4.86	5.29	4.65	5.23
Maximum Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	5.17	5.62	6.05	5.90	7.54	7.96	8.19	7.90	6.78	5.78	6.90	6.03	6.65
Minimum Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	3.18	3.02	3.63	3.95	4.86	4.86	4.37	4.72	4.26	3.70	4.29	3.26	4.01
Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh/m2/d)	2.47	2.44	2.20	1.81	1.34	1.15	1.21	1.53	1.95	2.26	2.33	2.41	1.93
Maximum Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh/m2/d)	2.48	2.46	2.24	1.92	1.56	1.42	1.53	1.71	2.05	2.35	2.43	2.47	2.05
Minimum Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh/m2/d)	2.37	2.27	1.97	1.68	1.12	0.91	1.16	1.67	2.13	2.07	2.24	1.70	1.77
Solar Irradiance Optimal(kWh/m2/d)	5.17	5.01	5.15	5.35	6.05	6.28	5.86	5.54	5.57	5.96	5.58	5.65	5.60
Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)	9.00	0.00	-8.00	-23.00	-36.00	-42.00	-40.00	-29.00	-14.00	-1.00	8.00	11.00	-13.75
Solar Irradiance Titled Surface Orientation (N/S)	S	N	N	N	N	N	N	N	N	S	S	N	N
Radiation Diseño disponible todo el año (kWh/m2/d)	Minimo → 3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97
Diferencia entre la radiacion normal y diseño (kWh/m2/d)	0.00	0.13	0.32	1.02	2.31	2.65	2.63	1.95	1.17	0.89	1.32	0.68	1.26
Energía Consumida por mes del Instituto al 2020 (kWh/mes)	1552.242	1556.652	1561.061	1565.47	1569.879	1574.288	1578.697	1583.106	1587.515	1591.92424	1596.3333	1600.7424	
Energía Consumida por Dia del Instituto al 2020 (kWh/dia)	50.07234	55.5947	50.35679	52.18232	50.64125	52.47626	50.92571	51.06794	52.91717	51.3523949	53.211111	51.636852	
Factor de Energía	0.079277	0.073748	0.085192	0.095626	0.12401	0.126152	0.129601	0.115924	0.097133	0.09464018	0.0994153	0.090052	
Hora solar pico disponible (kWh/día)	→ 3.472	3.586	3.752	4.365	5.494	5.792	5.774	5.179	4.496	4.251	4.628	4.067	4.57
Energía Generada Para Irradiacion normal disponible (kWh/día)	86.696	89.544	93.694	108.982	137.155	144.581	144.144	129.293	112.258	106.142	115.534	101.556	114.13
Energía Generada Para Irradiaciones Corregidas (HSP) (kWh/día)	1	75.825	78.318	81.951	95.333	119.996	126.496	126.113	113.113	98.201	92.848	101.069	99.84
Energía Generada Para Irradiación de Diseño (kWh/día)	2	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.825	75.83
Diferencia de energía entre 1 y 2 (kWh/día)	0.000	2.493	6.125	19.508	44.170	50.670	50.288	37.288	22.376	17.023	25.243	13.008	24.02
													SUMA
Energía Generada Para Irradiación de Disponible (kWh/mes)	2,350.59	2,192.91	2,540.47	2,860.00	3,719.86	3,794.87	3,909.51	3,506.51	2,946.03	2,878.29	3,032.06	2,753.83	36484.942
Energía Generada Para Irradiación de Diseño (kWh/mes)	2,350.59	2,123.11	2,350.59	2,274.76	2,350.59	2,274.76	2,350.59	2,350.59	2,274.76	2,350.59	2,274.76	2,350.59	27676.249
<b>Consumo y pago de energía proyectada al 2020</b>													
Tarifa (Cts S/. kW)	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	0.6284	7.5408
Consumo de Energía en Kwh (S/.) mensual	1,552.24	1,556.65	1,561.06	1,565.47	1,569.88	1,574.29	1,578.70	1,583.11	1,587.52	1,591.92	1,596.33	1,600.74	18917.9091
Pago por consumo de energía en S/.	975.429	978.200	980.970	983.741	986.512	989.283	992.053	994.824	997.595	1,000.365	1,003.136	1,005.907	11888.0141
<b>Consumo de demanda electrica del instituto</b>													
demanda en kw/ mes	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	16.882	202.5838
<b>Ingresos por Generacion fotovoltaica para Irradiación Corregida (HSP)</b>													
Tarifa (Cts S/. kW)	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	9.0204
Ingreso porEnergía (S/.) Diario	57.00	58.87	61.60	71.66	90.20	95.09	94.80	85.03	73.82	69.79	75.97	66.78	900.6092
<b>Ingresos por Generacion fotovoltaica para Irradiación de diseño</b>													
Tarifa (Cts S/. kW)	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	0.7517	9.0204
Ingreso porEnergía (S/.) Diario	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	683.9749
<b>INGRESOS</b>													
TOTAL INGRESOS POR MES PARA IRRADIACION DISPONIBLE	1,766.94	1,648.41	1,909.67	2,149.86	2,796.22	2,852.60	2,938.78	2,635.84	2,214.53	2,163.61	2,279.20	2,070.05	ANUAL 27,425.73
TOTAL INGRESOS POR MES PARA HSP DISEÑO	1,766.94	1,595.94	1,766.94	1,709.94	1,766.94	1,709.94	1,766.94	1,766.94	1,709.94	1,766.94	1,709.94	1,766.94	ANUAL 20,804.24

Fuente: Propia.

Según los resultados se obtuvo: Para una irradiación de diseño de 3.472 kWh/día, se tiene una generación de energía de 27,676.249 kWh anuales.

Para una irradiación disponible según cuadro mostrado por meses, se tiene 36,484.942 kWh anuales acumuladas.

### 6.2.5. Costos de inversión, operación y mantenimiento.

#### **Inversión:**

Se determinaron los siguientes precios para los componentes fotovoltaicos que resultaron del diseño del sistema previamente realizado (ver tabla 6.7). La tasa de cambio de moneda seleccionada es de 3.38 soles por dólar al 30 de diciembre del 2020 según la SBS. El IGV está incluido en el precio.

**Tabla 6.7** Precios de los componentes fotovoltaicos.

COMPONENTES	PRECIO UNITARIO		CANTIDAD	PRECIO TOTAL SOLES	PRECIO TOTAL DOLARES
	SOLES	DOLARES			
PANEL POLICRISTALINO DE 325Wp	1187.62	351.37	84	S/.99,760.1	\$29,514.82
BATERIA DE 200Ah/12v	960.00	284.02	0	S/.00.0	\$0.00
REGULADOR DE CARGA DE 100A/220V	4557.50	1348.37	1	S/.4,557.5	\$1,348.37
MEDIDOR BIDIRECCIONAL ELSTER 5(100)A 230/400V	1285.37	380.29	1	S/.1,285.4	\$380.29
INVERSOR DE 24.00kW	12064.11	3569.26	1	S/.12,064.1	\$3,569.26
			TOTAL =	S/.117,667.1	\$34,812.74

*Fuente: Propia.*

Para el cálculo de la inversión inicial total del sistema fotovoltaico se requiere tener un costo aproximado de los componentes eléctricos (cables, cajas de paso, elementos de seguridad, etc.), además de la estructura de soporte del generador fotovoltaico y los costos asociados a la instalación del sistema para que entre en funcionamiento, ya que no han sido considerados dentro del diseño del sistema.

Se tomó en cuenta la experiencia en la inversión realizada para la implementación del sistema fotovoltaico por parte de profesionales expertos en la materia. Los componentes fotovoltaicos representan el aproximadamente el 78% de la inversión inicial, mientras que los componentes eléctricos, estructurales y costo de instalación representan el 22%. A partir de esta ponderación se ha estimado el costo total de inversión inicial.

Se ha considerado un tiempo de vida útil de 25 años para el sistema. El tiempo de vida está basado en el rendimiento de los paneles, los cuales, al llegar a los 25 años de uso, aseguran un 80% de rendimiento respecto del inicial, es decir se va perdiendo cada año 0.8% de

rendimiento aproximadamente. No se tiene información respecto al rendimiento de los paneles después de este periodo de tiempo. La tabla 6.8 muestra el tiempo de vida útil de los componentes, además del número de sustituciones necesarias para 25 años de funcionamiento. El tiempo de vida útil estimado se ha obtenido de las fichas técnicas y de las páginas de cada marca seleccionada

**Tabla 6.8** *Sustitución a realizar por cada componente en el sistema.*

COMPONENTES	CANTIDAD	TIEMPO DE VIDA UTIL	NUMERO DE SUSTITUCIONES	PRECIO TOTAL SOLES	PRECIO TOTAL DOLARES
PANEL POLICRISTALINO DE 325Wp	84	25	NINGUNA	S/.00.0	\$0.00
BATERIA DE 200Ah/12v	0	8	0	S/.00.0	\$0.00
REGULADOR DE CARGA DE 100A/220V	1	10	1	S/.4,557.5	\$1,348.37
INVERSOR DE 24.00kW	1	10	1	S/.12,064.1	\$3,569.26
			TOTAL =	S/.16,621.6	\$4,917.63

*Fuente: Propia.*

Se asume que el precio de los componentes al momento de sustituirlos será igual al precio inicial. La tabla 6.9 muestra la inversión inicial requerida, los costos de sustitución requeridos y la inversión total para los 25 años de funcionamiento del sistema.

**Tabla 6.9** *Inversión inicial total para el sistema fotovoltaico.*

DESCRIPCION	PRECIO EN SOLES	PRECIO EN DOLARES	
COSTO DE COMPONENTES FOTOVOLTAICOS	S/.117,667.1	\$34,812.74	82%
COSTO DE COMPONENTES ELECTRICOS, ESTRUCTURALES E INSTALACION	S/.25,829.4	\$7,641.82	18%
COSTO INVERSION INICIAL SISTEMA	S/.143,496.4	\$42,454.56	
COSTO SUSTITUCION DE COMPONENTES	S/.16,621.6	\$4,917.63	
COSTO DE INVERSION TOTAL DEL SISTEMA FV	<b>TOTAL = S/.160,118.0</b>	<b>\$47,372.19</b>	

*Fuente: Propia.*

### **Operación y mantenimiento:**

Para el costo de Operación y Mantenimiento del Proyecto, se está considerando un monto anual del 0.5 % respecto al costo directo de construcción de los paneles solares (0.3% mantenimiento y 0.2% operación).

## **6.2.6. Evaluación económica.**

### **6.2.6.1. Indicadores económicos.**

Estos vienen a ser los valores de medición que indican el valor del proyecto, basándose en la comparación de los beneficios, costos proyectados y el análisis de los factores económicos, dentro de estos valores tenemos los siguientes.

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Beneficio/Costo

#### A) Valor actual neto (VAN).

Esta determina la rentabilidad de una inversión, los beneficios esperados de una inversión realizada en un cierto momento y conservada a lo largo de su vida, radican esencialmente en la corriente de rendimientos futuros que se espera que la inversión propicie. La diferencia entre los ingresos y los gastos, descontados ambos, al año cero en el que el promotor comienza la inversión, es lo que se conoce como valor actualizado neto (VAN).

El VAN se define como el método mediante el cual se compara el valor actual de todos los flujos de entrada de efectivo con el valor actual de todos los flujos de salida de efectivo relacionados con un proyecto de inversión.

Flujos de Entrada (+): Ingresos, Valor Residual.

Flujos de Salida (-): Inversión, Costos.

$$\text{VAN} = \text{VA Ingresos} - \text{VA Egresos}$$

ECU. N° 6.4

En base a esta ecuación el VAN puede presentar los siguientes resultados:

VAN = 0 significa VA Ingresos = VA Egresos

VAN < 0 significa VA Ingresos < VA Egresos

VAN > 0 significa VA Ingresos > VA Egresos

#### CRITERIOS DE INVERSIÓN:

Será conveniente invertir en el proyecto que presente un VAN > 0.

En el caso que existan varios proyectos alternativos con VAN > 0, entonces se invertirá en aquel que presente un mayor VAN.

Se asume que no hay restricciones de capital para invertir. Para calcular el VAN se emplea la fórmula siguiente:

$$\text{VAN} = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{Qi - (Ai + Oi + Mi)}{(i + r)^i} + Vr$$

ECU. N° 6.5

Donde:

$A_i$  : inversión en el año  $i$ .

$Q_i$  : ingresos en el año  $i$ .

$O_i$  : costos de operación en el año  $i$ .

$M_i$  : costos de mantenimiento y reparación en el año  $i$ .

$V_r$  : valor residual de la inversión al final de su vida, supuesto que la vida de los equipos sea superior a la de la inversión (por ejemplo por expirar la concesión de agua).

$r$  : tasa anual de descuento

$n$  : periodo del horizonte de evaluación.

El cálculo se hace generalmente para un periodo de 25 años, porque dadas las técnicas de descuentos, tanto los ingresos como los gastos son insignificantes para periodos más largos.

Los resultados del VAN son muy sensibles a la tasa de descuento y un error en la determinación de la tasa correcta puede alterar, e incluso invertir, el orden de preferencia de los mismos. Para un inversor la tasa de descuento será tal que le permita escoger entre invertir en un aprovechamiento mini hidráulico o conservar sus ahorros en el banco. Normalmente, y en función del precio del dinero, la tasa variará entre el 9% para precios sociales y el 12% para los privados.

### **B) Tasa interna de retorno (TIR).**

Desde un punto de vista matemático, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es aquella tasa de interés que hace igual a cero el Valor Actual Neto de un flujo de efectivo. Entre las diversas inversiones alternativas a estudiar se escogerá la que ofrece un TIR más elevado.

La tasa de rentabilidad interna debe ser varios puntos más alta que el coste del dinero, a fin de compensar el riesgo, el tiempo empleado y los problemas asociados con el proyecto. El inversor escogerá el proyecto que tenga el TIR más elevado.

El TIR se calcula generalmente mediante un proceso iterativo hasta llegar a un valor  $k_i$  que dé un VAN cero. Las hojas electrónicas de Excel nos permitirán realizar ese proceso iterativo de forma automática, y en una sola operación.

Esta definición permitirá plantear la fórmula para su cálculo.

$$\text{TIR} = -A + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 6.6}$$

Donde:

A : Inversión.

$Q_i$  : distintos flujos de fondo

r : tasa anual de descuento

n : periodo del horizonte de evaluación.

En esa fórmula puede haber varias respuestas cuando se presentan flujos negativos intercalados entre flujos positivos.

La TIR representa la tasa más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo se pagara con el flujo de efectivo en la oportunidad que este se va registrando.

### **CRITERIOS DE INVERSIÓN:**

La decisión se adoptará al relacionar la TIR con la CO (costo de oportunidad) exigida al proyecto, así tenemos:

$TIR < CO$  se rechaza el proyecto

$TIR = CO$  es indiferente

$TIR > CO$  se acepta el proyecto

### **C) Relación beneficio costo (B/C).**

La relación Beneficio/Costo es el cociente de dividir el valor actualizado de los beneficios del proyecto (ingresos) entre el valor actualizado de los costos (egresos) a una tasa de actualización igual a la tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA), a menudo también conocida como tasa de actualización o tasa de evaluación.

Los beneficios actualizados son todos los ingresos actualizados del proyecto, aquí tienen que ser considerados desde ventas hasta recuperaciones y todo tipo de “entradas” de dinero; y los costos actualizados son todos los egresos actualizados o “salidas” del proyecto desde costos de operación, inversiones, pago de impuestos, depreciaciones, pagos de créditos, intereses, etc. de cada uno de los años del proyecto. Su cálculo es simple, se divide la suma de los beneficios actualizados de todos los años entre la suma de los costos actualizados de todos los años del proyecto.

En resumen: el método del costo/beneficio compara el valor actual de los beneficios previstos con el de los costos actualizados, de acuerdo con la ecuación:

$$R_{b/c} = \frac{\sum_0^n \frac{Q_i}{(1+r)^i}}{\sum_0^n \frac{(A_i + O_i + M_i)}{(1+r)^i}} \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 6.7}$$

Cuyos parámetros son los mismos que los de la ecuación N° 6.6.

### 6.2.6.2. *Financiamiento.*

Para el análisis del proyecto a precio privado, se trata de un contrato privado a negociar, y por tanto dependerá de nuestra posición de fuerza para conseguir mejores condiciones, La inversión que se trata de negociar tiene las siguientes características:

**Tabla 6.10** *Financiamiento del sistema fotovoltaico.*

NECESIDADES DE FINANCIACIÓN		
Inversión Total	100%	\$47,372.19
Recurso Propios	35%	\$16,580.27
Recursos Ajenos	65%	\$30,791.93

*Fuente: Propia.*

**Tabla 6.11** *Condiciones de préstamo.*

CONDICIONES DEL PRÉSTAMO		OTROS ASPECTOS	
Principal	\$30,791.93	Cuota mensual	
Duración (años)	10.00		
Tipo interés (%)	3.50% Mensual		
Comisión apertura	0.75%	\$230.94	Estos costes se suman a los financieros del primer año
Gastos Tramitación		\$50.00	
Comisión Cancelación Parcial		0.00%	
Comisión cancelación total		0.00%	

*Fuente: Propia.*

### 6.2.6.3. *Amortización modelo italiano.*

Consiste en fijar una cuantía constante del principal del préstamo, que será abonada en cada cuota. Obviamente, como con cada cuota se reduce el capital pendiente de amortizar, el interés abonado en cada cuota, decrece a medida que transcurre el tiempo

Para calcular la cuota periódica, se aplica la siguiente ecuación.

$$\text{Cota Inicial} = \frac{\text{Capital Inicial}}{n} + \text{Capital por amortizar} * i \quad \text{ECU. N}^\circ \text{ 6.8}$$

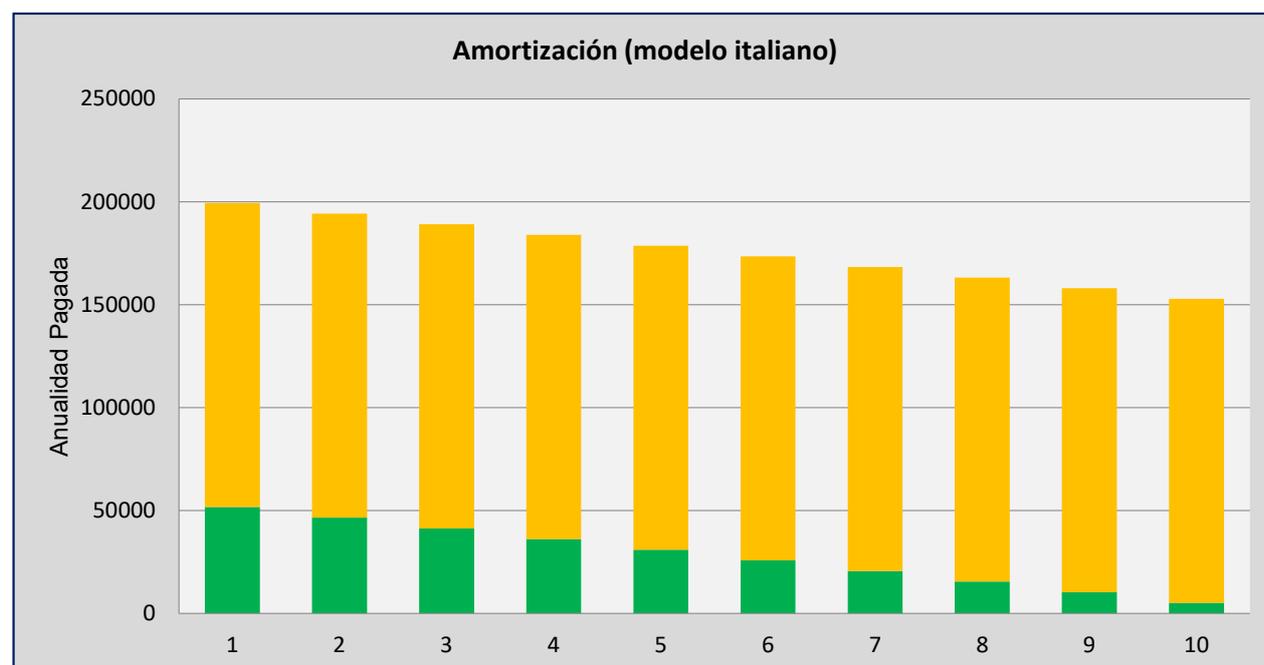
Donde  $i$  es la tasa de interés,  $n$  es igual al número de años o plazo del préstamo, el capital inicial es el importe total prestado y el capital por amortizar es la parte que del capital inicial resta por amortizar. Para la primera cuota el capital inicial y el capital por amortizar es igual.

**Tabla 6.12** Amortización en el modelo italiano.

CUADRO DE AMORTIZACIONES					
Año	Anualidad	C. Intereses	C. Amortización	Cap. Vivo	Cap. Amortizado
0				\$30,791.93	
1	\$4,156.91	\$1,077.72	\$3,079.19	\$27,712.73	\$3,079.19
2	\$4,049.14	\$969.95	\$3,079.19	\$24,633.54	\$6,158.39
3	\$3,941.37	\$862.17	\$3,079.19	\$21,554.35	\$9,237.58
4	\$3,833.59	\$754.40	\$3,079.19	\$18,475.16	\$12,316.77
5	\$3,725.82	\$646.63	\$3,079.19	\$15,395.96	\$15,395.96
6	\$3,618.05	\$538.86	\$3,079.19	\$12,316.77	\$18,475.16
7	\$3,510.28	\$431.09	\$3,079.19	\$9,237.58	\$21,554.35
8	\$3,402.51	\$323.32	\$3,079.19	\$6,158.39	\$24,633.54
9	\$3,294.74	\$215.54	\$3,079.19	\$3,079.19	\$27,712.73
10	\$3,186.96	\$107.77	\$3,079.19	-\$0.00	\$30,791.93

Fuente: Propia.

**Gráfico 6.4** Grafica amortización modelo italiano.



Fuente: Propia.

#### **6.2.6.4. Ahorros proyectados (flujo de caja a precios privados).**

##### **A) Para una irradiación diseño de 3.472 kWh / día, se tiene:**

Esta parte de evaluación privada, que consideran diferentes ajustes a la mano de obra calificada y no calificada, así como la clasificación de los bienes que se utilizarán en el proyecto, identificando los bienes transables y no transables, a los cuales se les aplica los factores sugeridos por la metodología del SNIP, actualmente tiene el nombre de INVIERTE. PE (tasa de interés al 12% a precios privados), para ello, suponemos que la inversión se da al presente año 2021, y la producción de energía iniciaría al año 2022 al 2046.

Sobre esa base y cálculos previos se muestran los principales indicadores económicos obtenidos para el Proyecto: el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, el ratio Beneficio – Costo y la sensibilidad, todo ello, indicados en la tabla 6.13 y la gráfica 6.5.

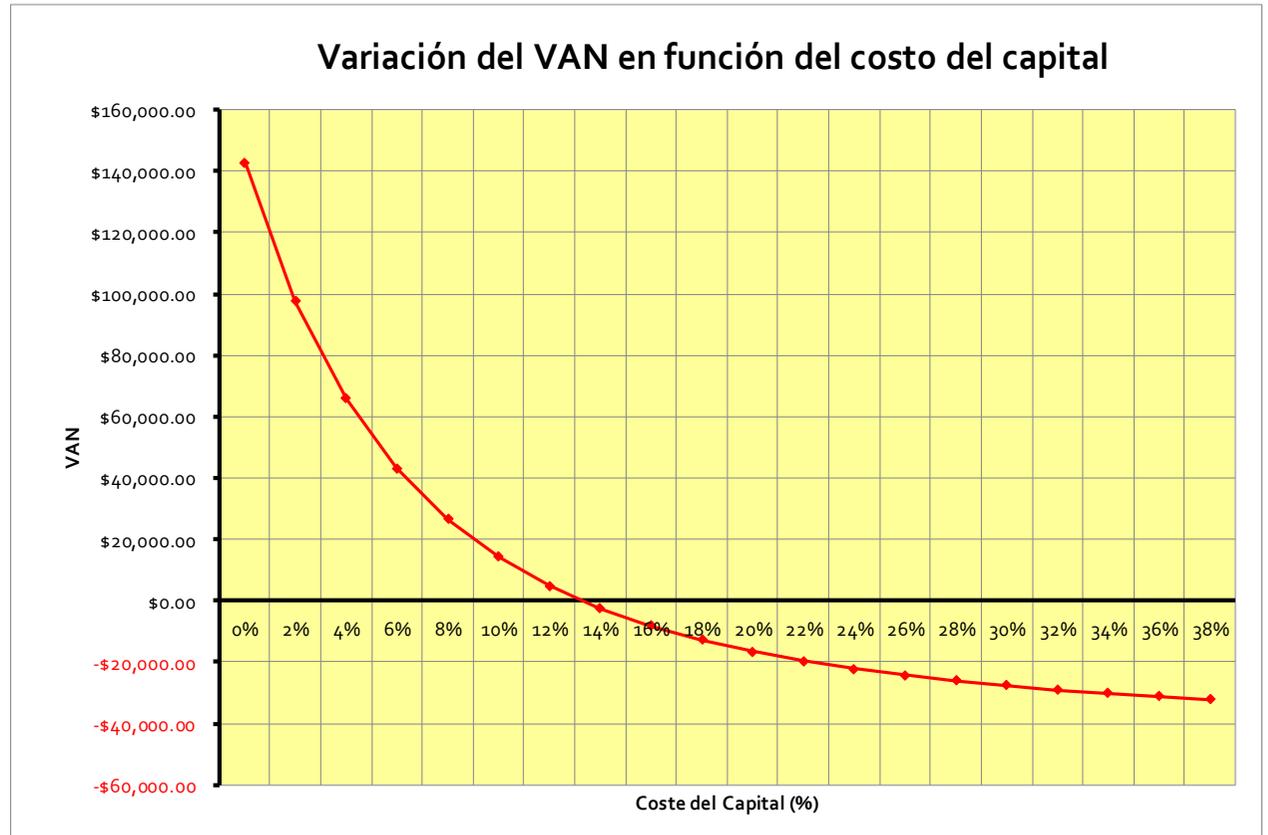
**Tabla 6.13** flujo de caja a precio privado.

FLUJO DE CAJA PARA INSTALACION FOTOVOLTAICA PRECIOS PRIVADOS PARA IRRADIACION DE DISEÑO																		
Año	Inversion	Producción	Precio prima	Ingresos	Costos (Operación y Mantenimiento)		Margen Operativo Bruto	Costos Financieros	Amortización instalaciones eléctricas (12 años)	Amortización Componentes fotovoltaicos (20 años)	Beneficio antes de Impuestos	Cuota Impuestos (30%)	Beneficio neto después impuestos	Depreciación activos fijos	Flujo Neto Caja	FNC Actualizado (cálculo del VAN)	Flujo Neto Caja Acumulado	n
	Dolares (US\$)	kWh	Cs/kWh	Dolares (US\$)	Operación	Mantenimiento	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)	Dolares (US\$)
2021	\$47,372.19														-\$47,372.19	-\$47,372.19	-\$47,372.19	0
2022		27,676.249	0.9343	\$7,649.94	\$94.74	\$0.00	\$7,555.20	\$1,358.66	\$636.82	\$1,740.64	\$3,819.09	\$1,145.73	\$2,673.36	\$2,377.46	\$5,050.82	\$4,509.66	-\$42,862.54	1
2023		27,676.249	0.9645	\$7,897.47	\$94.74	\$142.12	\$7,660.61	\$969.95	\$636.82	\$1,740.64	\$4,313.20	\$1,293.96	\$3,019.24	\$2,377.46	\$5,396.70	\$4,302.22	-\$38,560.32	2
2024		27,676.249	0.9947	\$8,144.99	\$94.74	\$142.12	\$7,908.13	\$862.17	\$636.82	\$1,740.64	\$4,668.50	\$1,400.55	\$3,267.95	\$2,377.46	\$5,645.41	\$4,018.29	-\$34,542.03	3
2025		27,676.249	1.0249	\$8,392.52	\$94.74	\$142.12	\$8,155.65	\$754.40	\$636.82	\$1,740.64	\$5,023.80	\$1,507.14	\$3,516.66	\$2,377.46	\$5,894.11	\$3,745.82	-\$30,796.22	4
2026		27,676.249	1.0552	\$8,640.04	\$94.74	\$142.12	\$8,403.18	\$646.63	\$636.82	\$1,740.64	\$5,379.09	\$1,613.73	\$3,765.37	\$2,377.46	\$6,142.82	\$3,485.60	-\$27,310.62	5
2027		27,676.249	1.0854	\$8,887.56	\$94.74	\$142.12	\$8,650.70	\$538.86	\$636.82	\$1,740.64	\$5,734.39	\$1,720.32	\$4,014.07	\$2,377.46	\$6,391.53	\$3,238.15	-\$24,072.47	6
2028		27,676.249	1.1156	\$9,135.09	\$94.74	\$142.12	\$8,898.23	\$431.09	\$636.82	\$1,740.64	\$6,089.69	\$1,826.91	\$4,262.78	\$2,377.46	\$6,640.24	\$3,003.71	-\$21,068.76	7
2029		27,676.249	1.1459	\$9,382.61	\$94.74	\$142.12	\$9,145.75	\$323.32	\$636.82	\$1,740.64	\$6,444.98	\$1,933.49	\$4,511.49	\$2,377.46	\$6,888.94	\$2,782.33	-\$18,286.44	8
2030		27,676.249	1.1761	\$9,630.14	\$94.74	\$142.12	\$9,393.28	\$215.54	\$636.82	\$1,740.64	\$6,800.28	\$2,040.08	\$4,760.20	\$2,377.46	\$7,137.65	\$2,573.91	-\$15,712.53	9
2031		27,676.249	1.2063	\$9,877.66	\$94.74	\$142.12	\$9,640.80	\$107.77	\$636.82	\$1,740.64	\$7,155.57	\$2,146.67	\$5,008.90	\$2,377.46	\$7,386.36	\$2,378.21	-\$13,334.32	10
2032		27,676.249	1.2366	\$10,125.19	\$94.74	\$142.12	\$9,888.33		\$636.82	\$1,740.64	\$7,510.87	\$2,253.26	\$5,257.61	\$2,377.46	\$7,635.07	\$2,194.90	-\$11,139.42	11
2033		27,676.249	1.2668	\$10,372.71	\$94.74	\$142.12	\$10,135.85		\$636.82	\$1,740.64	\$7,758.40	\$2,327.52	\$5,430.88	\$2,377.46	\$7,808.33	\$2,004.20	-\$9,135.22	12
2034		27,676.249	1.2970	\$10,620.24	\$94.74	\$142.12	\$10,383.38			\$1,740.64	\$8,642.74	\$2,592.82	\$6,049.92	\$1,740.64	\$7,790.55	\$1,785.39	-\$7,349.82	13
2035		27,676.249	1.3272	\$10,867.76	\$94.74	\$142.12	\$10,630.90			\$1,740.64	\$8,890.26	\$2,667.08	\$6,223.18	\$1,740.64	\$7,963.82	\$1,629.56	-\$5,720.27	14
2036		27,676.249	1.3575	\$11,115.29	\$94.74	\$142.12	\$10,878.42			\$1,740.64	\$9,137.79	\$2,741.34	\$6,396.45	\$1,740.64	\$8,137.09	\$1,486.62	-\$4,233.65	15
2037		27,676.249	1.3877	\$11,362.81	\$94.74	\$142.12	\$11,125.95			\$1,740.64	\$9,385.31	\$2,815.59	\$6,569.72	\$1,740.64	\$8,310.36	\$1,355.60	-\$2,878.05	16
2038		27,676.249	1.4179	\$11,610.33	\$94.74	\$142.12	\$11,373.47			\$1,740.64	\$9,632.84	\$2,889.85	\$6,742.99	\$1,740.64	\$8,483.62	\$1,235.59	-\$1,642.46	17
2039		27,676.249	1.4482	\$11,857.86	\$94.74	\$142.12	\$11,621.00			\$1,740.64	\$9,880.36	\$2,964.11	\$6,916.25	\$1,740.64	\$8,656.89	\$1,125.74	-\$516.72	18
2040		27,676.249	1.4784	\$12,105.38	\$94.74	\$142.12	\$11,868.52			\$1,740.64	\$10,127.89	\$3,038.37	\$7,089.52	\$1,740.64	\$8,830.16	\$1,025.24	-\$508.52	19
2041		27,676.249	1.5086	\$12,352.91	\$94.74	\$142.12	\$12,116.05			\$1,740.64	\$10,375.41	\$3,112.62	\$7,262.79	\$1,740.64	\$9,003.42	\$933.36	\$1,441.88	20
2042		27,676.249	1.5388	\$12,600.43	\$94.74	\$142.12	\$12,363.57				\$12,363.57	\$3,709.07	\$8,654.50	\$0.00	\$8,654.50	\$801.06	\$2,242.93	21
2043		27,676.249	1.5691	\$12,847.96	\$94.74	\$142.12	\$12,611.10				\$12,611.10	\$3,783.33	\$8,827.77	\$0.00	\$8,827.77	\$729.55	\$2,972.48	22
2044		27,676.249	1.5993	\$13,095.48	\$94.74	\$142.12	\$12,858.62				\$12,858.62	\$3,857.59	\$9,001.03	\$0.00	\$9,001.03	\$664.17	\$3,636.65	23
2045		27,676.249	1.6295	\$13,343.01	\$94.74	\$142.12	\$13,106.15				\$13,106.15	\$3,931.84	\$9,174.30	\$0.00	\$9,174.30	\$604.42	\$4,241.07	24
2046		27,676.249	1.6598	\$13,590.53	\$94.74	\$142.12	\$13,353.67				\$13,353.67	\$4,006.10	\$9,347.57	\$0.00	\$9,347.57	\$549.85	\$4,790.93	25
															<b>TIR (%)</b>	<b>13.26%</b>	<b>\$4,790.93</b>	
															<b>Pay-Back</b>	<b>18 años</b>		
															<b>Interés para VAN</b>	<b>12%</b>		
															<b>VAN</b>	<b>\$4,790.93</b>		
															<b>relacion B/C</b>	<b>5.00</b>		

Fuente: Propia.

**Gráfico 6.5** Grafica sensibilidad.

Análisis del VAN en función del Interés considerado		
Interés Inicial	0%	
Intervalos crecimiento	2%	
Costo Capital	VAN	
Caso 1	0%	\$142,826.86
Caso 2	2%	\$97,688.15
Caso 3	4%	\$65,974.35
Caso 4	6%	\$43,237.24
Caso 5	8%	\$26,608.77
Caso 6	10%	\$14,210.10
Caso 7	12%	\$4,790.93
Caso 8	14%	-\$2,493.82
Caso 9	16%	-\$8,224.16
Caso 10	18%	-\$12,804.21
Caso 11	20%	-\$16,519.80
Caso 12	22%	-\$19,575.96
Caso 13	24%	-\$22,121.94
Caso 14	26%	-\$24,267.82
Caso 15	28%	-\$26,095.92
Caso 16	30%	-\$27,668.56
Caso 17	32%	-\$29,033.52
Caso 18	34%	-\$30,227.85
Caso 19	36%	-\$31,280.62
Caso 20	38%	-\$32,214.86



Fuente: Propia.

De las simulaciones de ingresos y egresos para el horizonte de evaluación de 25 años en esta evaluación privada, se han obtenido los indicadores económicos mostrados a continuación.

De la tabla 6.13, se puede observar que el valor actual neto del Proyecto ascendería a 4,790.93 US\$, lo cual indica que el proyecto sería rentable a precios privados mediante Contrato. También se puede observar que la tasa interna de retorno sería del 13.26% y la relación Beneficio/ Costo de 5.00, recuperado en 18 años.

**B) Para una irradiación disponible según cuadros detallados.**

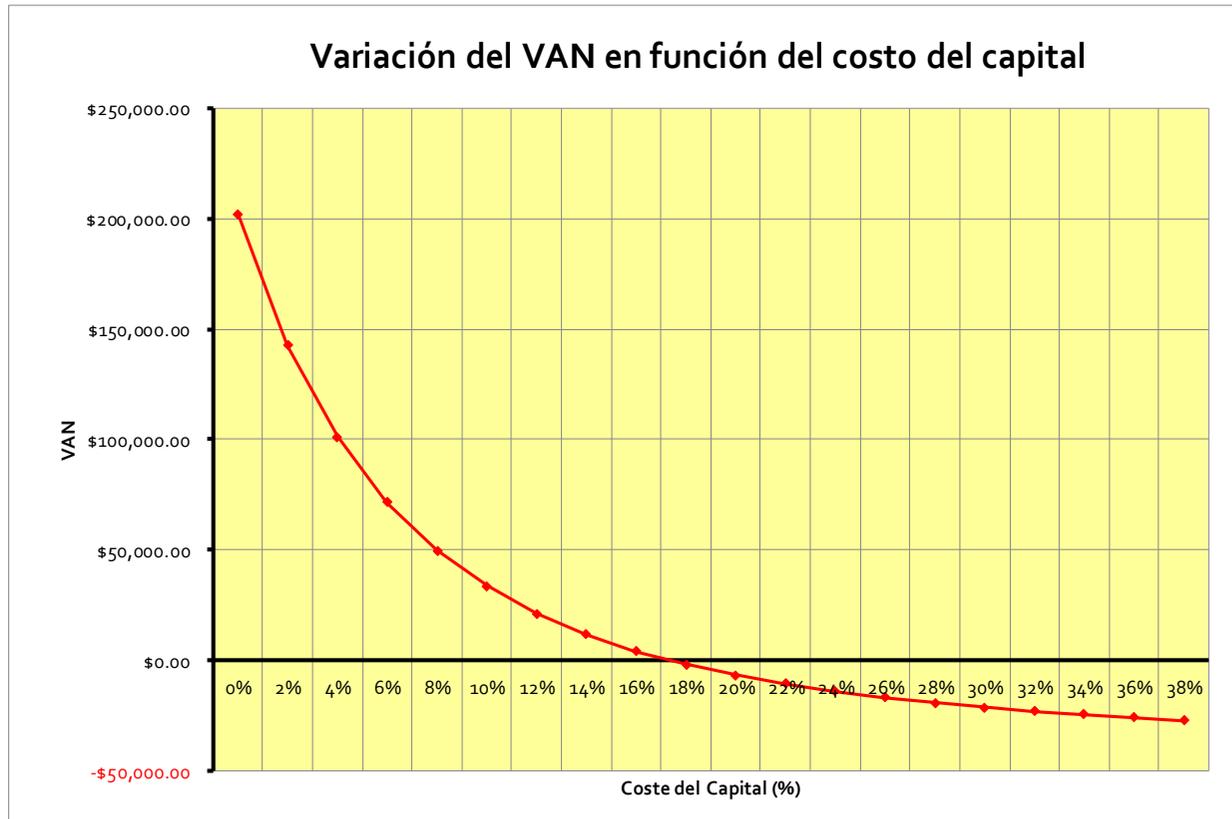
De las simulaciones de ingresos y egresos para el horizonte de evaluación de 25 años en esta evaluación privada, se han obtenido los indicadores económicos mostrados en la tabla 6.14 y gráfica 6.6, se tiene:

De la tabla 6.14, se puede observar que el valor actual neto del proyecto ascendería a 21,086.98 US\$, lo cual indica que el proyecto sería rentable a precios privados mediante Contrato. También se puede observar que la tasa interna de retorno sería del 17.31% y la relación Beneficio/ Costo de 6.59, recuperable en 10 años.



**Gráfico 6.6** Grafica sensibilidad.

Análisis del VAN en función del Interés considerado		
Interes Inicial	0%	
Intervalos crecimiento	2%	
Coste Capital	VAN	
Caso 1	0%	\$201,979.82
Caso 2	2%	\$142,778.79
Caso 3	4%	\$101,208.58
Caso 4	6%	\$71,420.19
Caso 5	8%	\$49,644.51
Caso 6	10%	\$33,413.85
Caso 7	12%	\$21,086.98
Caso 8	14%	\$11,555.24
Caso 9	16%	\$4,058.12
Caso 10	18%	-\$1,933.97
Caso 11	20%	-\$6,795.39
Caso 12	22%	-\$10,794.57
Caso 13	24%	-\$14,126.79
Caso 14	26%	-\$16,936.05
Caso 15	28%	-\$19,329.99
Caso 16	30%	-\$21,390.06
Caso 17	32%	-\$23,178.70
Caso 18	34%	-\$24,744.33
Caso 19	36%	-\$26,124.90
Caso 20	38%	-\$27,350.52



Fuente: Propia.

### **6.3. Análisis de Resultados Evaluación Económica y Eficiencia Energética.**

A continuación, daremos a conocer el resumen de los análisis obtenidos:

- Primeramente, comentar sobre los resultados obtenidos para una irradiación de diseño, el proyecto según los indicadores económicos resulta muy viable implementar dicho proyecto ya que los resultados en cuanto a los indicadores son muy atractivos con:

$$\text{VAN} = \$ 4,790.93$$

$$\text{TIR} = 13.26\%$$

$$\text{B/C} = 5.00$$

$$\text{PAY-BACK} = 18 \text{ años.}$$

- Más aún con la irradiación disponible durante todo el año el beneficio obtenido es de:

$$\text{VAN} = \$21,086.98$$

$$\text{TIR} = 17.31\%$$

$$\text{B/C} = 6.59$$

$$\text{PAY-BACK} = 10 \text{ años.}$$

- Dicho proyecto a nivel de eficiencia energética es una de las alternativas importantes como opción de generación energética ya que resultan ser muy amigables con el medio ambiente, respecto a las instalaciones eléctricas a nivel de iluminación la tecnología led como propuesta.

### **6.4. Análisis de Resultados Evaluación Económica y Eficiencia Energética.**

En la tabla 6.15, se detalla el resumen de ahorro entre el 2021 con proyección al 2046 del instituto y la producción de energía que fueron desarrolladas en nuestra tesis de acuerdo a la tabla 6.5 y 6.6, suponiendo a una tarifa constante de 0.7517 S/kWh.

**Tabla 6.15** *Mejora del consumo de energía del instituto con y sin propuesta.*

Año	Consumo		PRONÓSTICO 2021 - 2046			Ahorro	
	kWh	soles	Producción panel solar		KWh	soles	
			Constante kWh	Soles soles			
SIN PROPUESTA							
2021 - 2046	338,288.652	254,291.580	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CON PROPUESTA							
2021 - 2046	338,288.652	254,291.580	719,582.470	0.000	540,910.142	381,293.818	286,618.563
Ahorros =					381,293.82	kWh	
					286,618.56	soles	

*Fuente: Propia.*

---

## CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y BIBLIOGRAFÍAS

---

### CONCLUSIONES.

1) Se ha demostrado nuestro objetivo general, el cual se realizó el estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica, conjuntamente con el diagnóstico y la propuesta para el uso eficiente de energía del instituto Blue Ribbon Internacional Cusco, para así reducir los costos por la tarifa eléctrica y la reducción de las pérdidas técnicas

2) Se ha demostrado el primer objetivo específico, por lo que se hizo un diagnóstico y/o evaluación energética mediante una auditoría en el instituto, cuyos resultados son los siguientes:

**Primero:** La potencia instalada según placa de los equipos eléctricos en el instituto es de 24.39 kW.

**Segundo:** La energía máxima consumida según historial del consumo eléctrico emitido por ELSE es de 2,266.000 kWh a nivel mensual y 75.533 kWh por día, a una tarifa neta de 0.7517 soles por kWh.

**Tercero:** La energía máxima consumida según placa de los equipos eléctricos instalados en el instituto y por las horas de funcionamiento calculados a nivel personal y con criterios técnicos es de 2,472.69 kWh a nivel mensual.

**Cuarto:** Según las mediciones registradas por el analizador de redes fue de 74.623 kWh por día.

**Quinto:** Se determinó que el consumo mayor es la iluminación, con 215 fluorescentes de 36 W haciendo un porcentaje del 61.0388%, por lo que se propone la tecnología led como uso eficiente.

**Sexto:** Los rendimientos estimados entre los años 2003 a 2020 fueron del 96.26% como valor mínimo y un máximo del 97.24%. El mayor pago anual por pérdidas técnicas, se dio en el año 2019 con un monto total de S/ 418.80, aproximadamente a nivel mensual de S/. 34.90.

3) Se ha demostrado el segundo objetivo específico, dimensionando el sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica a partir de la auditoria energética, cuya irradiación calculado incluido las pérdidas es de 3.472 kWh/día, teniendo una potencia instalada de 27.3 kW a nivel fotovoltaico, para un inversor cuya potencia es de 24.00 kW, considerando el 80% de la potencia del sistema fotovoltaico, la tensión en bornes del inversor es trifásico a 220 V con factor de potencia de 0.98 característica propia del inversor según datos del fabricante. La inclinación optima calculada para los módulos fotovoltaicos es de 15°, recalculando las pérdidas para su montaje a 20° según la inclinación del techo, cuya orientación es de -13.75°-N, y como energía generada de 75.533 kWh/día, teniendo un total de 84 paneles tipo mono cristalino repartidos 14 paneles en serie con 6 ramales en paralelo. Respecto a la eficiencia energética, con la propuesta de la utilización de la tecnología led y la utilización de los conductores recalculada con calibres óptimos, se obtuvo una reducción mayor al 50% en pérdidas, con rendimiento de hasta el 98.723%, para un consumo anual analizado con proyección de 25 años: La energía consumida seria de 338,021.56 kWh/año, y la producida a irradiación de diseño es de 747,258.72 kWh/año, lo que inyectaríamos 409,237.16 kWh/año.

4) Se ha demostrado el tercer objetivo específico, modelando las implicancias técnicas con y sin la inserción fotovoltaica a la red de distribución en baja tensión Wánchaq conjuntamente con el impacto que produce, se utilizó el software comercial DIgSILENT Power Factory versión 15.1.7, la interconexión operativa se da en el nodo N° BT7456 en 220 V trifasico. Los resultados de la inserción fotovoltaica al 2046 considerado como caso critico son: Respecto al perfil de tensión mejoran de 0.93 a 0.98 pu. La cargabilidad de los conductores llegan a un máximo de 72.6%, las perdidas técnicas a nivel global que se incrementan al alimentador DO-05 con la inserción es de 0.07%, por otra parte mejora la cargabilidad del transformador que alimenta dicho circuito de 100.3% a 81.8%, respecto al impacto que produce simulando fallas monofásicas, trifásicas, repentina salida de la generación fotovoltaica, ausencia de la irradiación aun así, se puede observar que contribuye de manera positiva a la red perteneciente al alimentador DO-05, ya que la energía no tiene que ser aportada totalmente por

ELSE, lo cual permite que fluya potencia hacia otras zonas que la demanden. Finalmente, los indicadores económicos resultantes para la irradiación de diseño son de: VAN = \$ 4,790.93, TIR = 13.26%, B/C = 5.00 y el PAY-BACK = 18 años, para la irradiación disponible: VAN = \$21,086.98, TIR = 17.31%, B/C = 6.59 y un PAY-BACK = 10 años, haciendo viable nuestro estudio de tesis.

### COMENTARIOS.

1) Para mejorar el comportamiento del sistema PV al conectarse a la red eléctrica en DigSILENT, se puede emplear un algoritmo de control que calcule el valor de la corriente de entrada al convertidor sin necesidad de recurrir a métodos iterativos.

2) Ya que se tienen impactos positivos en la integración fotovoltaica a la red; no está de más implementar esta tecnología como opción de generación distribuida.

3) Considerar siempre en todo el diseño los coeficientes de pérdida, tolerancia, márgenes de seguridad, etc. y otros factores que servirán para un buen dimensionamiento de todos sus componentes como paneles, regulador, inversor y otros.

4) Verificar las características técnicas de los equipos, tener las precauciones necesarias al momento de adquirir un artefacto eléctrico tanto en su consumo como en su eficiencia energética.

## BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.

### TESIS:

[1] Guardiola Parera (2008). Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1MW. Tarragona, Colombia:

[2] Valdiviezo Salas, D. (2014). Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP.Lima, Perú: PUCP. Bermúdez B. y Gabriel L.

[3] Bellota Sanchez, (2018). Proceso de Generación de Energía Eléctrica a partir de Energía Solar para uso Industrial Caso: Planta de Secado de Mineral No Metálico”. Arequipa, Perú.

[4] Romero C, (enero 2015) Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró. Barcelona.

[5] Cruz Alfredo, (febrero 2016) Impacto De La Generación Fotovoltaica Conectada A La Red De Baja Tensión. Tesis Escuela Superior De Ingeniería Mecánica Y Eléctrica Unidad Zacatenco.

[6] Raphael Banda Toma (setiembre 2017) Estudio de viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico autónomo en las instalaciones de la UCSP. Arequipa, Perú.

### OTROS:

[7] Vignolo Cueva. (2012) Recursos Energéticos Renovables: aproximaciones conceptuales y determinación de su necesidad de implementación en el Perú1.

[8] Marco Castillo Agüero. (julio 2012) Conferencia dictada por, Vicepresidente de Regulación de Endesa Latinoamérica, en la Maestría de Gestión de la Energía de la Universidad ESAN.

[9] Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Ed. EPRI, 2001.

[10] DIgSILENT PowerFactory versión 15.1.7 User's Manual/Online Edition.

[11] JHRoerden. Catalogo energía solar. [Online]. Available: <http://www.jhroerden.com/archivos/EnergC3ADa20solar/CatalogoSolar.pdf>.

[12] Congreso de la Republica. (2015,24 de setiembre). Ddecreto Legislativo N° 1221.

Obtenido de:

[https://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/Contdoc03\\_2011.nsf/dff31fef3f6852be05257e22000b22a3/381e5d069336646905257ecf0000889a/\\$FILE/DL122120150925.pdf](https://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/Contdoc03_2011.nsf/dff31fef3f6852be05257e22000b22a3/381e5d069336646905257ecf0000889a/$FILE/DL122120150925.pdf)

[13] Eduardo, R. (2018). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. Obtenido de <http://revistas.up.edu.pe/index.php/forseti/article/view/1255/1414>

[14] MINEM. (2018). Decreto Supremo que apruebe la Generación Distribuida.

Obtenido de:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/prepublicacion-313zz3h1r1m56f625.pdf>

---

## ANEXOS.

---

### ANEXOS.

#### Capítulo I (1)

- ✓ **Anexo 1.1** Detalle del Historial de Consumo Eléctrico del Instituto correspondiente a los 216 meses (2003 al 2020), Ítems 1.4.1.

#### Capítulo II (3)

- ✓ **Anexo 2.1** Características Técnicas del Medidor Bidireccional, Ítems 2.4.3.6.
- ✓ **Anexo 2.2** Características Técnicas del Módulo Fotovoltaico Propuesto, Ítems 2.4.3.10.
- ✓ **Anexo 2.3** Características Técnicas del Inversor Propuesto, Ítems 2.4.3.11.

#### Capítulo III (0)

#### Capítulo IV (3)

- ✓ **Anexo 4.1** Determinación Óptima de la Irradiancia, Azimut y la Inclinación, Ítems 4.4.1.
- ✓ **Anexo 4.2** Resultado de los Cálculos Justificativos, Ítems 4.3.4.
- ✓ **Anexo 4.3** Plano General de la Instalación Fotovoltaica, Ítems 4.4.12.

#### Capítulo V (0)

DATA DEL HISTORIAL DE CONSUMO DE 216 MESES (2003 AL 2020)

ANEXO 1.1

RUTA: 0010903000210  
 CODIGO: 10010008180  
 NOMBRE: GUTIERREZ CAMACHO, DORIS  
 DIRECCION: JIRON TACNA 166  
 D.N.I.:

COMPARACIONES  
 PAGOS MENSUALES  
**S/.595.25**  
 PAGO PROMEDIO

**S/.1696.10**  
 PAGO MÁXIMO

**S/.96.45**  
 PAGO MÍNIMO

"CEA"  
 COMPARACIONES  
**913.449 kWh** PROMEDIO ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL  
**30.448 kWh/día** PROMEDIO ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**2.266.000 kWh** MÁX ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL  
**75.533 kWh/día** MÁX ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**160.000 kWh** MÍN ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL  
**05.333 kWh/día** MÍN ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA

**75.533 kWh/día** A CARGA INSTALADA POR DÍA  
 Se tomará la energía consumida máxima, según el historial.  
 Estado cuenta de 216 meses. Data: SIELSE - ELSE

TOTAL DE PAGOS Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA ANUALES (CEA).

período:	2003 al 2020			2009 al 2014			2003 al 2008		
AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	AÑO	SOLES	CEA - ANUAL	
2020	S/.12799.00	10741.00 kWh	2014	S/.4639.05	7282.00 kWh	2008	S/.5941.56	11886.00 kWh	
2019	S/.15189.20	18603.00 kWh	2013	S/.2587.60	4756.00 kWh	2007	S/.5667.44	11606.00 kWh	
2018	S/.14058.50	18283.00 kWh	2012	S/.4427.05	8177.00 kWh	2006	S/.4275.69	8653.00 kWh	
2017	S/.13590.90	18198.00 kWh	2011	S/.4599.81	8966.00 kWh	2005	S/.3984.40	8292.00 kWh	
2016	S/.11140.91	14926.00 kWh	2010	S/.5856.96	11774.00 kWh	2004	S/.2753.49	6046.00 kWh	
2015	S/.8259.20	11547.00 kWh	2009	S/.6482.25	12276.00 kWh	2003	S/.2320.91	5293.00 kWh	

HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

Items	Periodo	Tarifa	Situacion	Corte	Factor	Fecha	Tipo	LECTURAS			PAGO	%
								Kw EA Cuenta	EA	CEA		
1	202012	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-20	OK	0	152,773.00	734.00	S/.1388.80	0.1334 %
2	202011	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-20	OK	0	152,039.00	766.00	S/.1425.10	0.1392 %
3	202010	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-10-20	OK	0	151,273.00	674.00	S/.1322.00	0.1460 %
4	202009	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-20	OK	0	150,599.00	697.00	S/.1355.10	0.1438 %
5	202008	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-20	OK	0	149,902.00	695.00	S/.686.00	0.1447 %
6	202007	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-20	OK	0	149,207.00	688.00	S/.677.60	0.1370 %
7	202006	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-20	OK	0	148,519.00	775.00	S/.734.30	0.1816 %
8	202005	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-05-20	OK	0	147,744.00	375.00	S/.358.50	0.2166 %
9	202004	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-20	OK	0	147,369.00	562.00	S/.531.20	0.1010 %
10	202003	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-03-20	OK	0	146,807.00	1,595.00	S/.1438.60	0.0612 %
11	202002	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-20	OK	0	145,212.00	1,673.00	S/.1486.80	0.0630 %
12	202001	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-01-20	OK	0	143,539.00	1,507.00	S/.1395.00	0.0662 %
13	201912	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-19	OK	0	142,032.00	1,517.00	S/.1372.70	0.0662 %
14	201911	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-19	OK	0	140,515.00	1,506.00	S/.1338.90	0.0621 %
15	201910	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-10-19	OK	0	139,009.00	1,720.00	S/.1389.30	0.0595 %
16	201909	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-19	OK	0	137,289.00	1,644.00	S/.1315.70	0.0656 %
17	201908	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-19	OK	0	135,645.00	1,412.00	S/.1138.40	0.0683 %
18	201907	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-19	OK	0	134,233.00	1,519.00	S/.1219.20	0.0651 %
19	201906	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-19	OK	0	132,714.00	1,556.00	S/.1269.80	0.0627 %
20	201905	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-05-19	OK	0	131,158.00	1,634.00	S/.1313.90	0.0619 %
21	201904	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-19	OK	0	129,524.00	1,600.00	S/.1271.50	0.0622 %
22	201903	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-19	OK	0	127,924.00	1,619.00	S/.1282.60	0.0632 %
23	201902	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-19	OK	0	126,305.00	1,548.00	S/.1232.20	0.0697 %
24	201901	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-01-19	OK	0	124,757.00	1,328.00	S/.1045.00	0.0714 %
25	201812	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-18	OK	0	123,429.00	1,475.00	S/.1144.05	0.0652 %
26	201811	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-11-18	OK	0	121,954.00	1,594.00	S/.1240.30	0.0636 %
27	201810	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-10-18	OK	0	120,360.00	1,553.00	S/.1195.75	0.0620 %
28	201809	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-09-18	OK	0	118,807.00	1,677.00	S/.1285.35	0.0613 %
29	201808	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-08-18	OK	0	117,130.00	1,589.00	S/.1226.40	0.0679 %
30	201807	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-07-18	OK	0	115,541.00	1,362.00	S/.1040.20	0.0720 %
31	201806	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-18	OK	0	114,179.00	1,416.00	S/.1078.30	0.0687 %
32	201805	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-05-18	OK	0	112,763.00	1,496.00	S/.1142.85	0.0650 %
33	201804	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-18	OK	0	111,267.00	1,583.00	S/.1291.80	0.0647 %
34	201803	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-18	OK	0	109,684.00	1,512.00	S/.1223.15	0.0665 %
35	201802	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-18	OK	0	108,172.00	1,497.00	S/.1179.45	0.0661 %
36	201801	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-01-18	OK	0	106,675.00	1,529.00	S/.1010.90	0.0678 %
37	201712	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-17	INA	1425	103,721.00	1,425.00	S/.1093.35	0.0674 %
38	201711	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-17	OK	0	103,721.00	1,547.00	S/.1171.10	0.0642 %
39	201710	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-10-17	OK	0	102,174.00	1,569.00	S/.1165.45	0.0669 %
40	201709	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-09-17	OK	0	100,605.00	1,423.00	S/.1053.85	0.0690 %
41	201708	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-08-17	OK	0	99,182.00	1,475.00	S/.1080.50	0.0750 %
42	201707	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-07-17	OK	0	97,707.00	1,201.00	S/.881.55	0.0790 %
43	201706	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-06-17	OK	0	96,506.00	1,334.00	S/.966.65	0.0755 %
44	201705	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-05-17	OK	0	95,172.00	1,316.00	S/.962.95	0.0782 %
45	201704	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-04-17	OK	0	93,856.00	1,244.00	S/.958.30	0.0820 %
46	201703	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-03-17	OK	0	92,612.00	1,195.00	S/.915.65	0.0607 %
47	201702	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-02-17	OK	0	91,417.00	2,203.00	S/.1645.45	0.0448 %
48	201701	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-01-17	OK	0	89,214.00	2,266.00	S/.1696.10	0.0486 %
49	201612	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-16	OK	0	86,948.00	1,862.00	S/.1402.60	0.0520 %
50	201611	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-11-16	OK	0	85,086.00	1,989.00	S/.1484.11	0.0614 %
51	201610	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-10-16	OK	0	83,097.00	1,315.00	S/.970.08	0.0778 %
52	201609	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-09-16	OK	0	81,782.00	1,256.00	S/.927.56	0.0820 %
53	201608	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-08-16	OK	0	80,526.00	1,185.00	S/.872.37	0.0900 %
54	201607	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-07-16	OK	0	79,341.00	1,041.00	S/.761.56	0.0990 %
55	201606	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-06-16	OK	0	78,300.00	980.00	S/.706.29	0.0968 %

## HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

Items	Periodo	OBSERVACIONES					LECTURAS			PAGO		% TASA CRECIMIENTO DE ENERGIA
		Tarifa	Situacion	Corte	Factor	Fecha	Tipo	Kw EA Cuenta	EA	CEA	TOTAL PAGO MES	
56	201605	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-05-16	OK	0	77,320.00	1,089.00	S/795.84	0.0901 %
57	201604	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-04-16	OK	0	76,231.00	1,132.00	S/862.65	0.0899 %
58	201603	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-03-16	OK	0	75,099.00	1,093.00	S/849.25	0.0958 %
59	201602	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-16	OK	0	74,006.00	998.00	S/761.40	0.1009 %
60	201601	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-01-16	OK	0	73,008.00	986.00	S/747.20	0.1087 %
61	201512	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-12-15	OK	0	72,022.00	858.00	S/637.10	0.1099 %
62	201511	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-11-15	OK	0	71,164.00	965.00	S/712.95	0.1043 %
63	201510	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-10-15	OK	0	70,199.00	954.00	S/704.75	0.1021 %
64	201509	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-09-15	OK	0	69,245.00	1,007.00	S/755.65	0.1075 %
65	201508	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-08-15	OK	0	68,238.00	859.00	S/646.20	0.1102 %
66	201507	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-07-15	OK	0	67,379.00	959.00	S/695.60	0.0974 %
67	201506	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-06-15	OK	0	66,420.00	1,099.00	S/800.65	0.0950 %
68	201505	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-05-15	OK	0	65,321.00	1,009.00	S/731.80	0.0961 %
69	201504	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-04-15	OK	0	64,312.00	1,074.00	S/730.95	0.1033 %
70	201503	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-03-15	OK	0	63,238.00	870.00	S/586.30	0.1068 %
71	201502	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-15	OK	0	62,368.00	1,007.00	S/682.90	0.1059 %
72	201501	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-01-15	OK	0	61,361.00	886.00	S/574.35	0.1008 %
73	201412	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-14	OK	0	60,475.00	1,108.00	S/707.75	0.0902 %
74	201411	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-11-14	OK	0	59,367.00	1,110.00	S/707.75	0.0912 %
75	201410	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-10-14	OK	0	58,257.00	1,085.00	S/693.85	0.1140 %
76	201409	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-09-14	OK	0	57,172.00	699.00	S/436.85	0.2293 %
77	201408	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-14	OK	0	56,473.00	250.00	S/177.70	0.2947 %
78	201407	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-14	OK	0	56,223.00	449.00	S/295.10	0.2273 %
79	201406	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-14	OK	0	55,774.00	432.00	S/293.10	0.2245 %
80	201405	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-05-14	OK	0	55,342.00	460.00	S/293.20	0.2877 %
81	201404	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-04-14	OK	0	54,882.00	256.00	S/164.00	0.2901 %
82	201403	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-14	OK	0	54,626.00	453.00	S/280.40	0.2019 %
83	201402	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-02-14	OK	0	54,173.00	541.00	S/334.05	0.2050 %
84	201401	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-01-14	OK	0	53,632.00	439.00	S/255.30	0.3624 %
85	201312	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-13	OK	0	53,193.00	160.00	S/100.40	0.3653 %
86	201311	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-11-13	OK	0	53,033.00	433.00	S/247.95	0.2204 %
87	201310	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-10-13	OK	0	52,600.00	476.00	S/257.65	0.2062 %
88	201309	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-13	OK	0	52,124.00	495.00	S/265.80	0.2739 %
89	201308	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-13	OK	0	51,629.00	261.00	S/143.85	0.2908 %
90	201307	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-07-13	OK	0	51,368.00	444.00	S/233.60	0.2357 %
91	201306	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-13	OK	0	50,924.00	406.00	S/209.15	0.2427 %
92	201305	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-05-13	OK	0	50,518.00	419.00	S/216.70	0.2852 %
93	201304	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-04-13	OK	0	50,099.00	291.00	S/162.50	0.2616 %
94	201303	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-03-13	OK	0	49,808.00	492.00	S/268.50	0.1888 %
95	201302	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-02-13	OK	0	49,316.00	570.00	S/311.45	0.2349 %
96	201301	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-01-13	OK	0	48,746.00	309.00	S/170.05	0.4320 %
97	201212	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-12-12	OK	0	48,437.00	169.00	S/96.45	0.3877 %
98	201211	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-11-12	OK	0	48,268.00	375.00	S/202.40	0.2128 %
99	201210	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-10-12	OK	0	47,893.00	581.00	S/314.20	0.1898 %
100	201209	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-09-12	OK	0	47,312.00	477.00	S/254.25	0.1883 %
101	201208	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-08-12	OK	0	46,835.00	590.00	S/336.95	0.1519 %
102	201207	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-07-12	OK	0	46,245.00	733.00	S/391.15	0.1269 %
103	201206	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-12	OK	0	45,512.00	847.00	S/453.65	0.1101 %
104	201205	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-05-12	OK	0	44,665.00	973.00	S/520.30	0.1272 %
105	201204	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-04-12	OK	0	43,692.00	626.00	S/348.00	0.1268 %
106	201203	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-03-12	OK	0	43,066.00	979.00	S/531.70	0.0949 %
107	201202	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-02-12	OK	0	42,087.00	1,134.00	S/613.25	0.1117 %
108	201201	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-01-12	OK	0	40,953.00	693.00	S/364.75	0.2124 %
109	201112	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-12-11	OK	0	40,260.00	303.00	S/164.95	0.2039 %
110	201111	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-11-11	OK	0	39,957.00	744.00	S/389.40	0.1253 %
111	201110	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-10-11	OK	0	39,213.00	856.00	S/445.55	0.1188 %
112	201109	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-09-11	OK	0	38,357.00	828.00	S/428.10	0.1380 %
113	201108	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-08-11	OK	0	37,529.00	631.00	S/325.00	0.1465 %
114	201107	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-07-11	OK	0	36,898.00	738.00	S/372.95	0.1265 %
115	201106	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-11	OK	0	36,160.00	847.00	S/429.50	0.1166 %
116	201105	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-05-11	OK	0	35,313.00	870.00	S/434.80	0.1295 %
117	201104	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-04-11	OK	0	34,443.00	683.00	S/349.32	0.1386 %
118	201103	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-03-11	OK	0	33,760.00	762.00	S/386.61	0.1130 %
119	201102	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-02-11	OK	0	32,998.00	1,021.00	S/525.35	0.1190 %
120	201101	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-01-11	OK	0	31,977.00	683.00	S/348.28	0.1363 %
121	201012	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-12-10	OK	0	31,294.00	788.00	S/389.03	0.1102 %
122	201011	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-11-10	OK	0	30,506.00	1,039.00	S/523.37	0.0977 %
123	201010	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-10-10	OK	0	29,467.00	1,009.00	S/505.95	0.1038 %
124	201009	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-09-10	OK	0	28,458.00	920.00	S/450.45	0.1123 %
125	201008	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-08-10	OK	0	27,538.00	863.00	S/429.81	0.1052 %
126	201007	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-07-10	OK	0	26,675.00	1,044.00	S/524.10	0.0979 %
127	201006	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-10	OK	0	25,631.00	1,000.00	S/485.89	0.1031 %
128	201005	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-05-10	OK	0	24,631.00	941.00	S/463.84	0.1151 %
129	201004	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-04-10	OK	0	23,690.00	802.00	S/406.30	0.1055 %
130	201003	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-03-10	OK	0	22,888.00	1,112.00	S/562.59	0.0810 %
131	201002	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-02-10	OK	0	21,776.00	1,368.00	S/673.99	0.0901 %
132	201001	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	21-01-10	OK	0	20,408.00	888.00	S/441.64	0.1153 %
133	200912	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	21-12-09	OK	0	19,520.00	848.00	S/412.14	0.0930 %
134	200911	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-11-09	OK	0	18,672.00	1,342.00	S/664.66	0.0797 %
135	200910	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	21-10-09	OK	0	17,330.00	1,173.00	S/603.28	0.0874 %
136	200909	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-09-09	OK	0	16,157.00	1,117.00	S/583.60	0.1067 %
137	200908	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-08-09	OK	0	15,040.00	779.00	S/420.35	0.1224 %
138	200907	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-07-09	OK	0	14,261.00	857.00	S/466.78	0.1014 %
139	200906	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-06-09	OK	0	13,404.00	1,129.00	S/625.78	0.0966 %
140	200905	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	22-05-09	OK	0	12,275.00	947.00	S/516.97	0.1103 %
141	200904	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-04-09	OK	0	11,328.00	869.00	S/456.60	0.0994 %
142	200903	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-03-09	OK	0	10,459.00	1,158.00	S/631.93	0.0837 %
143	200902	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-02-09	OK	0	9,301.00	1,233.00	S/659.01	0.0986 %
144	200901	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-01-09	OK	0	8,068.00	824.00	S/441.15	0.1129 %
145	200812	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	23-12-08	OK	0	7,244.00	952.00	S/503.04	0.1017 %
146	200811	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-11-08	OK	0	6,292.00	1,016.00	S/546.93	0.0959 %
147	200810	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-10-08	OK	0	5,276.00	1,071.00	S/531.37	0.0874 %
148	200809	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-09-08	OK	0	4,205.00	1,222.00	S/574.94	0.0969 %
149	200808	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-08-08	OK	0	2,983.00	863.00	S/411.31	0.0951 %
150	200807	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-07-08	OK	0	2,120.00	1,268.00	S/592.08	0.0956 %
151	200806	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-06-08	OK	0	852.00	852.00	S/490.72	0.1922 %
152	200805	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-05-08	CM_CM	0	0.00	289.00	S/	

## HISTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN KWH DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO

Items	Periodo	OBSERVACIONES					LECTURAS			PAGO		TASA CRECIMIENTO DE ENERGIA
		Tarifa	Situacion	Corte	Factor	Fecha	Tipo	Kw EA Cuenta	EA	CEA	TOTAL PAGO MES	
153	200804	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-04-08	OK	0	68,154.00	818.00	S/400.60	0.1055 %
154	200803	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-08	OK	0	67,336.00	1,091.00	S/555.91	0.0860 %
155	200802	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-02-08	OK	0	66,245.00	1,240.00	S/604.54	0.0819 %
156	200801	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-01-08	OK	0	65,005.00	1,204.00	S/589.48	0.0983 %
157	200712	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-07	OK	0	63,801.00	851.00	S/418.41	0.1019 %
158	200711	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-07	OK	0	62,950.00	1,126.00	S/550.40	0.0851 %
159	200710	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-10-07	OK	0	61,824.00	1,226.00	S/603.50	0.0951 %
160	200709	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-09-07	OK	0	60,598.00	895.00	S/437.83	0.1124 %
161	200708	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-08-07	OK	0	59,703.00	886.00	S/426.56	0.1031 %
162	200707	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-07	OK	0	58,817.00	1,061.00	S/534.58	0.0918 %
163	200706	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-06-07	OK	0	57,756.00	1,120.00	S/553.31	0.0924 %
164	200705	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-05-07	OK	0	56,636.00	1,047.00	S/517.26	0.1345 %
165	200704	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-04-07	OK	0	55,589.00	506.00	S/254.37	0.1429 %
166	200703	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-07	OK	0	55,083.00	939.00	S/439.00	0.1004 %
167	200702	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-02-07	OK	0	54,144.00	1,056.00	S/511.84	0.1029 %
168	200701	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-01-07	OK	0	53,088.00	893.00	S/420.38	0.1357 %
169	200612	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-12-06	OK	0	52,195.00	601.00	S/296.36	0.1519 %
170	200611	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-11-06	OK	0	51,594.00	720.00	S/345.71	0.1450 %
171	200610	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-10-06	OK	0	50,874.00	661.00	S/327.89	0.1384 %
172	200609	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-09-06	OK	0	50,213.00	789.00	S/383.04	0.1236 %
173	200608	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-08-06	OK	0	49,424.00	830.00	S/400.21	0.1239 %
174	200607	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-07-06	OK	0	48,594.00	786.00	S/382.62	0.1221 %
175	200606	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-06-06	OK	0	47,808.00	854.00	S/409.39	0.1533 %
176	200605	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	26-05-06	OK	0	46,954.00	486.00	S/234.61	0.1914 %
177	200604	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-04-06	OK	0	46,468.00	562.00	S/295.17	0.1375 %
178	200603	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-03-06	OK	0	45,906.00	923.00	S/458.10	0.1175 %
179	200602	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	24-02-06	OK	0	44,983.00	784.00	S/394.29	0.1393 %
180	200601	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	25-01-06	OK	0	44,199.00	657.00	S/348.30	0.1865 %
181	200512	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	27-12-05	OK	0	43,542.00	432.00	S/218.85	0.1600 %
182	200511	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-11-05	OK	0	43,110.00	870.00	S/427.02	0.1179 %
183	200510	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-10-05	OK	0	42,240.00	828.00	S/397.98	0.1307 %
184	200509	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-09-05	OK	0	41,412.00	706.00	S/344.74	0.1457 %
185	200508	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-08-05	OK	0	40,706.00	668.00	S/321.95	0.1385 %
186	200507	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-07-05	OK	0	40,038.00	780.00	S/367.76	0.1364 %
187	200506	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-06-05	OK	0	39,258.00	689.00	S/328.56	0.1393 %
188	200505	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-05-05	OK	0	38,569.00	749.00	S/350.38	0.1382 %
189	200504	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-04-05	OK	0	37,820.00	700.00	S/333.31	0.1332 %
190	200503	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-03-05	OK	0	37,120.00	805.00	S/375.03	0.1505 %
191	200502	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	28-02-05	OK	0	36,315.00	542.00	S/263.48	0.1880 %
192	200501	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	29-01-05	OK	0	35,773.00	523.00	S/255.34	0.1782 %
193	200412	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-12-04	OK	0	35,250.00	602.00	S/291.31	0.1711 %
194	200411	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-12-04	OK	0	34,648.00	568.00	S/281.19	0.1703 %
195	200410	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	02-11-04	OK	0	34,080.00	608.00	S/281.10	0.1626 %
196	200409	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-10-04	OK	0	33,472.00	623.00	S/290.41	0.1610 %
197	200408	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-08-04	OK	0	32,849.00	620.00	S/285.81	0.1987 %
198	200407	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-07-04	OK	0	32,229.00	403.00	S/166.44	0.2613 %
199	200406	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-06-04	OK	0	31,826.00	364.00	S/164.60	0.2654 %
200	200405	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-06-04	OK	0	31,462.00	391.00	S/172.92	0.2482 %
201	200404	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	03-05-04	OK	0	31,071.00	416.00	S/182.94	0.2467 %
202	200403	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-04-04	OK	0	30,655.00	396.00	S/173.87	0.2092 %
203	200402	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-03-04	OK	0	30,259.00	572.00	S/256.78	0.1902 %
204	200401	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	30-01-04	OK	0	29,687.00	483.00	S/206.12	0.2602 %
205	200312	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-12-03	OK	0	29,204.00	301.00	S/134.35	0.3177 %
206	200311	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-12-03	OK	0	28,903.00	330.00	S/144.64	0.2561 %
207	200310	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	31-10-03	OK	0	28,573.00	459.00	S/195.55	0.2376 %
208	200309	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-10-03	OK	0	28,114.00	386.00	S/166.81	0.2483 %
209	200308	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-09-03	OK	0	27,728.00	421.00	S/180.02	0.2483 %
210	200307	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-08-03	OK	0	27,307.00	386.00	S/166.99	0.2601 %
211	200306	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	01-07-03	OK	0	26,921.00	384.00	S/165.39	0.2523 %
212	200305	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	02-06-03	OK	0	26,537.00	410.00	S/176.23	0.2362 %
213	200304	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	04-05-03	OK	0	26,127.00	438.00	S/188.98	0.2027 %
214	200303	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	04-04-03	OK	0	25,689.00	554.00	S/252.75	0.1724 %
215	200302	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	04-03-03	OK	0	25,135.00	608.00	S/273.55	0.1635 %
216	200301	BT5	NORMAL	SIN CORTE	1	02-02-03	OK	0	24,527.00	616.00	S/275.65	

# UPM209 <1/5A CT, 80A direct>

## 4 DIN modules multifunction three-phase meter

- 4 DIN modules compact version
- Fully bi-directional four quadrants measurements for all energies and powers
- Main electrical parameters measured and displayed for a cost-effective consumption analysis
- Version for 1 or 5A CT or for direct connection up to 80A
- Possibility to connect by PT
- Up to 8 MB for data recording (ENH version)
- Possibility to record all energy counters (ENH version)
- Up to 24 parameters selectable among real time measurements for MIN/AVG/MAX recording (ENH version)
- MODBUS RTU/ASCII communication by RS485 port or MODBUS TCP communication by Ethernet port
- Possibility to manage the instrument in remote mode by WintoolNET software or by Web interface



### » General features

UPM209 is an innovative instrument for measurement and recording of the electrical parameters. It is particularly suitable for consumption analysis and control, with an excellent quality/price ratio.

UPM209 is the ideal instrument to establish the measurement points on the plant.

The instrument can communicate through the RS485 serial port by MODBUS RTU/ASCII protocol or through Ethernet port by MODBUS TCP protocol.

Furthermore, it is available the WintoolNET software for the instrument remote management. Web interface is also available in case of instrument with Ethernet port: a very useful function that gives the possibility to manage the instrument by any PC connected on the network.

### » Benefits

- UPM209 provides fully and accurate information on the load in the measurement point and it allows to calculate the costs of the energy consumption.
- Data read by PC allows to generate consumption profiles, recorded values trend, alarms/events report and costs calculation as well as critical values identification.
- Available the remote firmware upgrade of the instrument.

### » Applications

- Energy audit.
- Monitoring system and energy control.
- Individual machine load monitoring.
- Power peak control.
- Switchboards, gensets, motor control centers, etc.
- Remote metering and cost allocation.

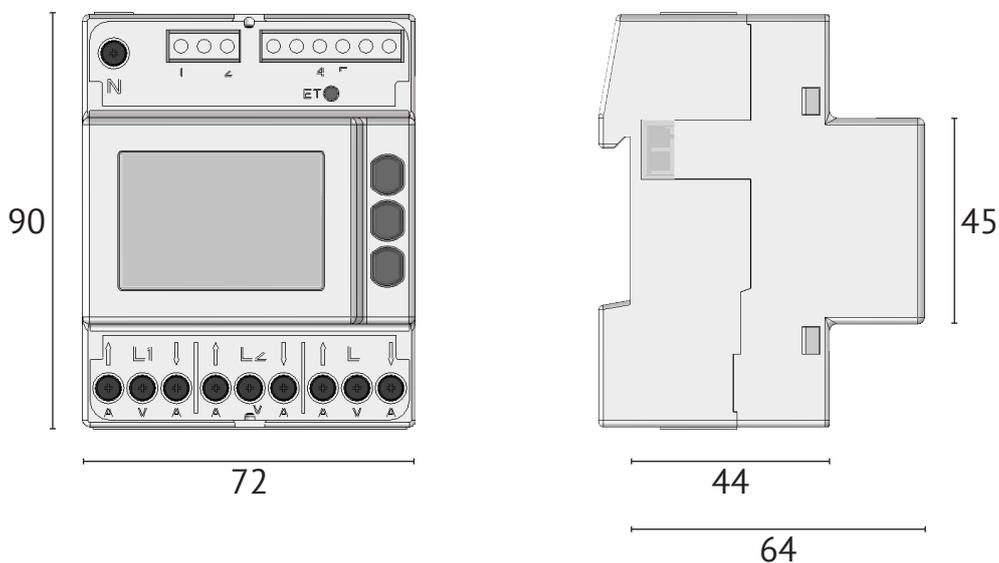
### » Related Products

- WintoolNET

## » Available configurations

		BASIC	ENH
CURRENT INPUTS (make one choice only)	For 1/5A CT	●	●
	Direct connection up to 80A	●	●
AUXILIARY POWER SUPPLY	85...265 VAC	●	●
COMMUNICATION PORT (make one choice only)	RS485 for MODBUS RTU/ASCII communication	●	●
	Ethernet for HTTP, MODBUS TCP communication	●	●
INSTRUMENT REMOTE MANAGEMENT	WintoolNET	●	●
	Web server (only for instrument with Ethernet port)	●	●
SIGN REPRESENTATION IN MODBUS PROTOCOL (make one choice only)	Sign bit	●	●
	2's complement	●	●
DIGITAL OUTPUT (only for instrument with RS485 port)	For alarm events or pulse emissions	●	●
DMD VALUE CALCULATION MODE	Fixed window	●	
	Fixed or Sliding window		●
MEMORY	1 MB	●	
	8 MB		●
RECORDINGS	Active and reactive power AVG values	●	
	Real time params MIN/AVG/MAX values (up to 24 params programmable)		●
	Energy counters		●
WIRING MODES	Three phase, 4 wires, 3 currents (3.4.3)	●	●
	Three phase, 3 wires, 2 currents (3.3.2)	●	●
	Single phase (1ph)	●	●
THD & HARMONICS	Voltage and current THD values	●	●
	Voltage and current harmonics up to 15 <sup>th</sup>		●
APPARENT ENERGY COUNTERS (make one choice only)	Total counters	●	●
	Separated Inductive&Capacitive counters	●	●

## » Technical drawing



## » Measurements & recordings

INSTANTANEOUS VALUES		BASIC	ENH
VOLTAGE	$V_{L1-N} - V_{L2-N} - V_{L3-N} - V_{L1-L2} - V_{L2-L3} - V_{L3-L1} - V_{\Sigma}$ [V]	●	● MAM
CURRENT (+/-)	$I_{L1} - I_{L2} - I_{L3} - I_N - I_{\Sigma}$ [A]	●	● MAM
ACTIVE POWER (+/-)	$P_{L1} - P_{L2} - P_{L3} - P_{\Sigma}$ [W]	● AVG	● MAM
REACTIVE POWER (+/-)	$Q_{L1} - Q_{L2} - Q_{L3} - Q_{\Sigma}$ [var]	● AVG	● MAM
APPARENT POWER (+/-)	$S_{L1} - S_{L2} - S_{L3} - S_{\Sigma}$ [VA]	●	● MAM
POWER FACTOR (ind&cap)	$PF_{L1} - PF_{L2} - PF_{L3} - PF_{\Sigma}$	●	● MAM
DPF (+/-)	$DPF_{L1} - DPF_{L2} - DPF_{L3}$		● MAM
TANGENT Ø (+/-)	$TAN\theta_{L1} - TAN\theta_{L2} - TAN\theta_{L3} - TAN\theta_{\Sigma}$	●	● MAM
VOLTAGE THD	$THDV_{L1} - THDV_{L2} - THDV_{L3} - THDV_{L1-L2} - THDV_{L2-L3} - THDV_{L3-L1}$ [V]	●	● MAM
CURRENT THD	$THDA_{L1} - THDA_{L2} - THDA_{L3} - THDA_N$ [A]	●	● MAM
FREQUENCY	f [Hz]	●	● MAM
PHASE ORDER	Ph	●	●
DEMAND VALUES (DMD)			
DMD CURRENT (abs)	$I_{L1DMD} - I_{L2DMD} - I_{L3DMD} - I_{NDMD} - I_{\Sigma DMD}$ [A]		●
DMD ACTIVE POWER (imp&exp)	$P_{L1DMD} - P_{L2DMD} - P_{L3DMD} - P_{\Sigma DMD}$ [W]	●	●
BALANCE OF DMD SYSTEM ACTIVE POWER (+/-)	$P_{\Sigma DMBAL}$ [W]		●
DMD REACTIVE POWER (imp&exp)	$Q_{L1DMD} - Q_{L2DMD} - Q_{L3DMD} - Q_{\Sigma DMD}$ [var]	●	●
BALANCE OF DMD SYSTEM REACTIVE POWER (+/-)	$Q_{\Sigma DMBAL}$ [var]		●
DMD APPARENT POWER (imp&exp)	$S_{L1DMD} - S_{L2DMD} - S_{L3DMD} - S_{\Sigma DMD}$ [VA]		●
BALANCE OF DMD SYSTEM APPARENT POWER (+/-)	$S_{\Sigma DMBAL}$ [VA]		●
DMD POWER FACTOR (imp&exp)	$PF_{L1DMD} - PF_{L2DMD} - PF_{L3DMD} - PF_{\Sigma DMD}$		●
MAX VALUES			
MAX VOLTAGE	$V_{L1-NMAX} - V_{L2-NMAX} - V_{L3-NMAX} - V_{L1-L2MAX} - V_{L2-L3MAX} - V_{L3-L1MAX} - V_{\Sigma MAX}$ [V]	●	●
MAX CURRENT (abs)	$I_{L1MAX} - I_{L2MAX} - I_{L3MAX} - I_{NMAX} - I_{\Sigma MAX}$ [A]	●	●
MAX ACTIVE POWER (imp&exp)	$P_{L1MAX} - P_{L2MAX} - P_{L3MAX} - P_{\Sigma MAX}$ [W]		●
MAX REACTIVE POWER (imp&exp)	$Q_{L1MAX} - Q_{L2MAX} - Q_{L3MAX} - Q_{\Sigma MAX}$ [var]		●
MAX APPARENT POWER (imp&exp)	$S_{L1MAX} - S_{L2MAX} - S_{L3MAX} - S_{\Sigma MAX}$ [VA]		●
MAX POWER FACTOR (imp&exp)	$PF_{L1MAX} - PF_{L2MAX} - PF_{L3MAX} - PF_{\Sigma MAX}$		●
MAX TANGENT Ø (imp&exp)	$TAN\theta_{L1MAX} - TAN\theta_{L2MAX} - TAN\theta_{L3MAX} - TAN\theta_{\Sigma MAX}$		●
MAX VOLTAGE THD	$THDV_{L1MAX} - THDV_{L2MAX} - THDV_{L3MAX} - THDV_{L1-L2MAX} - THDV_{L2-L3MAX} - THDV_{L3-L1MAX}$ [V]		●
MAX CURRENT THD	$THDA_{L1MAX} - THDA_{L2MAX} - THDA_{L3MAX} - THDA_{NMAX}$ [A]		●
MAX DMD CURRENT	$I_{L1MAXDMD} - I_{L2MAXDMD} - I_{L3MAXDMD} - I_{\Sigma MAXDMD}$ [A]		●
MAX DMD ACTIVE POWER (imp&exp)	$P_{L1MAXDMD} - P_{L2MAXDMD} - P_{L3MAXDMD} - P_{\Sigma MAXDMD}$ [W]	●	●
MAX DMD REACTIVE POWER (imp&exp)	$Q_{L1MAXDMD} - Q_{L2MAXDMD} - Q_{L3MAXDMD} - Q_{\Sigma MAXDMD}$ [var]	●	●
MAX DMD APPARENT POWER (imp&exp)	$S_{L1MAXDMD} - S_{L2MAXDMD} - S_{L3MAXDMD} - S_{\Sigma MAXDMD}$ [VA]		●
MIN VALUES			
MIN SYSTEM ACTIVE POWER	$P_{\Sigma MIN}$ [W]	●	●
MIN SYSTEM REACTIVE POWER	$Q_{\Sigma MIN}$ [var]	●	●
MIN SYSTEM APPARENT POWER	$S_{\Sigma MIN}$ [VA]	●	●
COUNTERS			
ACTIVE ENERGY (imp&exp)	$kWh_{L1} - kWh_{L2} - kWh_{L3} - kWh_{\Sigma}$ [Wh]	●	● EC
BALANCE OF SYSTEM ACTIVE ENERGY	$kWh_{\Sigma BAL}$ [Wh]	●	● EC
REACTIVE ENERGY (imp&exp) (ind&cap)	$kvarh_{L1} - kvarh_{L2} - kvarh_{L3} - kvarh_{\Sigma}$ [varh]	●	● EC
BALANCE OF SYSTEM REACTIVE ENERGY (ind&cap)	$kvarh_{\Sigma BAL}$ [varh]	●	● EC
APPARENT ENERGY (imp&exp) (ind&cap on request)	$kVAh_{L1} - kVAh_{L2} - kVAh_{L3} - kVAh_{\Sigma}$ [VAh]	●	● EC
BALANCE OF SYSTEM APPARENT ENERGY (ind&cap on request)	$kVAh_{\Sigma BAL}$ [VAh]	●	● EC
INSTALLATION HOUR COUNTER	HRCNTi [h]		●
MEASUREMENT HOUR COUNTER	HRCNTm [h]		●
HARMONIC ANALYSIS UP TO 15 <sup>th</sup>			
VOLTAGE HARMONICS	$V_{L1-N} - V_{L2-N} - V_{L3-N} - V_{L1-L2} - V_{L2-L3} - V_{L3-L1}$ [V]		● MAM
CURRENT HARMONICS	$I_{L1} - I_{L2} - I_{L3} - I_N$ [A]		● MAM

**LEGEND**

● = Standard

+/- = Signed value  
 imp&exp = Values splitted in imported and exported  
 abs = Absolute value  
 ind&cap = Values splitted in inductive and capacitive

AVG = Parameters for AVG recording (fixed)  
 MAM = Parameters for MIN/AVG/MAX recording (up to 24 params programmable)  
 EC = Parameters for Energy counter recording (fixed)

DMDBAL = Difference between the positive and negative demand value: [DMD+] - [DMD-]  
 BAL = Difference between the imported and exported value: [imp] - [exp]

## » Specifications

POWER SUPPLY	
Voltage range:	85 ... 265 VAC
Safety:	300 V CAT III
Maximum consumption:	Instrument with RS485 port: 1.6 VA - 1 W Instrument with Ethernet port: 4.5 VA - 1.6 W
Frequency:	50/60 Hz
VOLTAGE INPUTS	
Voltage range:	3x10/17 ... 3x285/495 VAC
Safety:	300 V CAT III
Minimum voltage for FFT calculation:	20/35 VAC (multiplied by PT ratio in case of PT use) with direct connection
CURRENT INPUTS	
Maximum value:	1/5A CT model: 6A 80A model: 80A
Starting current ( $I_{st}$ ):	1/5A CT model: 2 mA 80A model: 20 mA
CT burden:	1/5A CT model: 0.04 VA
Minimum current for FFT calculation:	1/5A CT model: 100 mA * CT ratio 80A model: 200 mA
TYPICAL ACCURACY	
Voltage:	±0.2% reading in 10% FS...FS range (FS=Full Scale value)
Current:	±0.4% reading in 5% FS...FS range
Power:	±0.5% reading ±0.1% FS (PF=1)
Frequency:	±0.1% reading ±1 digit in 45...65 Hz range
Active energy:	Class 1 according to IEC/EN 62053-21
Reactive energy:	Class 2 according to IEC/EN 62053-23
DISPLAY & KEYBOARD	
Display:	Backlighted LCD, 43x29 mm 3 rows, 4 digits + symbols
Keyboard:	3 front buttons + 1 protected button
COMMUNICATION PORT	
Type:	RS485 optoisolated or Ethernet (RJ45)
Protocols:	MODBUS RTU/ASCII in case of RS485 port HTTP, NTP, DHCP, MODBUS TCP in case of Ethernet port
Baud rate:	300 ... 57600 bps in case of RS485 port 10/100 Mbps in case of Ethernet port
DIGITAL OUTPUT (DO)	
Type:	Passive optoisolated
Maximum values (according to IEC/EN 62053-31):	27 VDC - 27 mA
Energy pulse length (only for DO in pulse mode):	50 ±2ms ON time
Maximum output reaction time (only for DO in alarm mode):	1 s
WIRE DIAMETER FOR TERMINALS	
Measuring terminals (A & V):	1/5A CT model: 1.5 ... 6 mm <sup>2</sup> 80A model: 1.5 ... 35 mm <sup>2</sup>
Terminals for digital output, AUX input, RS485 port:	0.14 ... 2.5 mm <sup>2</sup>
SIZE & WEIGHT	
LxHxP, W:	72x90x65 mm, max 436 g
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	
Operating temperature:	-25°C ... +55°C (3K6)
Storage temperature:	-25°C ... +75°C (2K3)
Max humidity (without condensation):	80%
Sinusoidal vibration amplitude:	50 Hz ±0.075 mm
Protection degree - frontal part:	IP51 (granted only in case of installation in a cabinet with at least IP51 protection degree)
Protection degree - terminals:	IP20
Pollution degree:	2
Installation and use:	Internal
STANDARD COMPLIANCE (for the parts applicable for the instrument)	
Directives:	2006/95/EC, 2004/108/EC
Safety:	EN 61010-1, EN 61010-2-030, EN 61010-2-032
EMC:	EN 61326-1, EN 55011, EN 61000-4-2, EN61000-4-3, EN61000-4-4, EN61000-4-5, EN61000-4-6, EN61000-4-11, EN61000-6-2

ORDER CODE	VERSION		POWER SUPPLY	COMMUNICATION PORT with SIGN BIT in Modbus		APPARENT EN. COUNTER (VAh)	I/O	REMOTE MANAGEMENT	
	BASIC	ENH	Auxiliary	RS485	ETHERNET	SEPARATED Ind&Cap	DO	WintoolNET	Web Server
<b>FOR 1/5A CTs (not included)</b>									
1208.0001.0001	●		85...265VAC	●		●	●	●	
1208.0002.0001	●		85...265VAC		●	●		●	●
1208.0003.0001		●	85...265VAC	●		●	●	●	
1208.0004.0001		●	85...265VAC		●	●		●	●
<b>80A DIRECT CONNECTION</b>									
1209.0001.0001	●		85...265VAC	●		●	●	●	
1209.0002.0001	●		85...265VAC		●	●		●	●
1209.0003.0001		●	85...265VAC	●		●	●	●	
1209.0004.0001		●	85...265VAC		●	●		●	●

**OPTIONS AVAILABLE ONLY ON REQUEST (MOQ 30 PCS)**

2'S COMPLEMENT for sign representation in Modbus protocol

TOTAL apparent energy counters (Ind+Cap)

To be indicated together with the selected order code from the list above.

**LEGEND**

**BASIC:** Reduced parameter set and functions - 1MB memory, active&reactive power AVG recording.

**ENH:** Extended parameter set and functions - 8MB memory, real time parameters MIN/AVG/MAX recording (up to 24 parameters programmable), energy counter recording.

**DO:** 1 digital output for alarm or pulse emission.

**WintoolNET:** Software for instrument remote management, downloadable for free at [www.algodue.it](http://www.algodue.it), in the Client protected area.

NOTE: Subject to change without notice

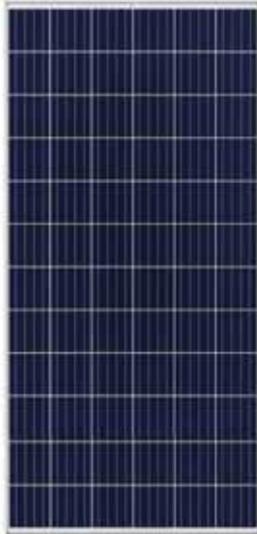


Innovative Electronic Systems

Via P. Gobetti, 16/F - 28014 Maggiore (NO) - Italy - Tel.: +39 0322 89307

sales@algodue.it - [www.algodue.com](http://www.algodue.com)

72PG01\_2\_201908\_2



## Features

- Highly efficient energy conversion.
- High strength with wind and snow loads guaranteed up to 5400 Pascal.
- All modules are tested 100% by EL (Electroluminescence) before and after lamination.
- Drainage and other designs prevent deforming and fracturing due to freezing or other forces.
- Power categorization one watt per pallet thus minimizing workload of classification at worksite.
- Positivetolerance for perfect performance.

## Electrical Characteristics

STC	AD310Q6-Aa	AD315Q6-Aa	AD320Q6-Aa	AD325Q6-Aa
Maximum Power at STC (Pmax)	310W	315W	320W	325W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.21V	37.44V	37.68V	37.92V
Optimum Operating Current (Imp)	8.33A	8.41A	8.49A	8.57A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.07V	46.37V	46.68V	46.98V
Short Circuit Current (Isc)	8.83A	8.89A	8.95A	9.01A
Module Efficiency	15.98%	16.23%	16.49%	16.75%
Operating Temperature	-40~85°C	-40~85°C	-40~85°C	-40~85°C
Maximum System Voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A	15A	15A	15A
Power Tolerance	0W~+5W	0W~+5W	0W~+5W	0W~+5W

STC: Irradiance of 1000W/m<sup>2</sup>, spectrum AM=1.5, module temperature of 25°C

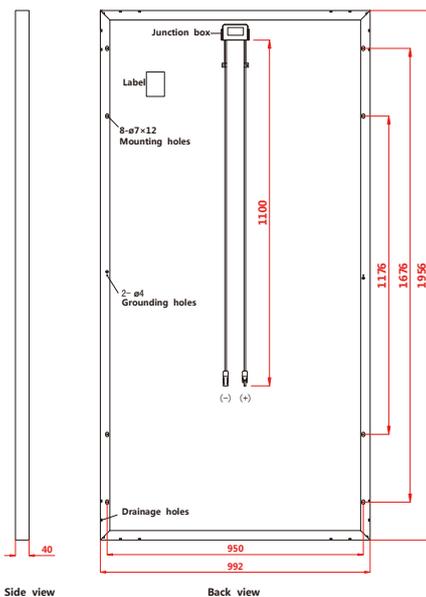
## Mechanical Characteristics

Cell Type	Polycrystalline 156×156mm (6 inches)
Number of Cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm
Weight	22kg
Front Cover	Tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
Standard Packaging (Modules per Pallet)	26pcs

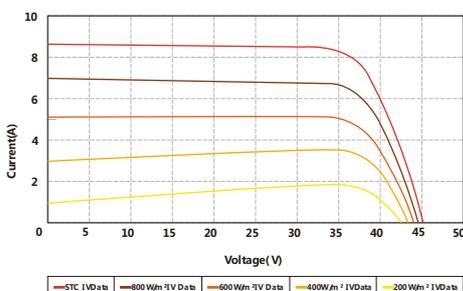
## Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.06%/°C

\*Specifications included in this datasheet are subject to change without further notification.



Current-Voltage & Power- Voltage Curve (AD310Q6-Aa)



# SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US

STP 12000TL-US-10 / STP 15000TL-US-10 / STP 20000TL-US-10 / STP 24000TL-US-10 / STP 30000TL-US-10



RATED FOR  
**1000 V DC & 600 V DC**  
SYSTEMS



#### Design flexibility

- 1000 V DC or 600 V DC
- Two independent DC inputs
- 15° to 90° mounting angle range
- Detachable DC Connection Unit

#### System efficiency

- 98.0% CEC, 98.6% Peak
- 1000 V DC increases system efficiency
- OptiTrac Global Peak MPPT

#### Enhanced safety

- Integrated DC AFCI
- Floating system with all-pole sensitive ground fault protection
- Reverse polarity indicator in combination with Connection Unit

#### Future-proof

- Complete grid management feature set
- Integrated Speedwire, WebConnect, ModBus interface
- Bi-directional Ethernet communications
- Utility-interactive controls for active and reactive power

## SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US

The ultimate solution for decentralized PV plants, now up to 30 kilowatts

The world's best-selling three-phase PV inverter, the SMA Sunny Tripower TL-US, is raising the bar for decentralized commercial PV systems. This three-phase, transformerless inverter is UL listed for up to 1000 V DC maximum system voltage and has a peak efficiency above 98 percent, while OptiTrac Global Peak minimizes the effects of shade for maximum energy production. The Sunny Tripower delivers a future-proof solution with full grid management functionality, cutting edge communications and advanced monitoring. The Sunny Tripower is also equipped with all-pole ground fault protection and integrated AFCI for a safe, reliable solution. It offers unmatched flexibility with a wide input voltage range and two independent MPP trackers. Suitable for both 600 V DC and 1,000 V DC applications, the Sunny Tripower allows for flexible design and a lower levelized cost of energy.

[www.SMA-America.com](http://www.SMA-America.com)



Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US	Sunny Tripower 30000TL-US
<b>Input (DC)</b>					
Max. usable DC power (@ $\cos \varphi = 1$ )	12250 W	15300 W	20400 W	24500 W	30800 W
Max. DC voltage	*1000 V	*1000 V	*1000 V	*1000 V	1000 V
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V	500 V...800 V
MPPT operating voltage range	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Number of MPP tracker inputs	2	2	2	2	2
Max. input current / per MPP tracker input	66 A / 33 A	66 A / 33 A	66 A / 33 A	68 A / 33 A	68 A / 33 A
<b>Output (AC)</b>					
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W	30000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA	30000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE				3 / 3-N-PE, 3-PE
Nominal AC voltage	380 / 220 - 400 / 230 V - 440 / 254 WYE				380/220 V WYE, 380 V, 220 V* Delta
AC voltage range	244 V...305 V				
Rated AC grid frequency	60 Hz				
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz				
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A	36.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading...0.0 lagging				
Harmonics	< 3%				
<b>Efficiency</b>					
Max. efficiency / CEC efficiency	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.5%	98.5% / 97.5%	98.5% / 98.0%	98.6% / 98.0%
<b>Protection devices</b>					
DC reverse polarity protection	●	●	●	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	●	●	●	●	●
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●	●	●	●
DC AFCI compliant to UL 1699B	●	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / IV	I / IV	I / IV	I / IV	I / IV
<b>General data</b>					
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	665 / 650 / 265 (26.2 / 25.6 / 10.4)				
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)	780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0)				
Weight	55 kg (121 lbs)				
Packing weight	61 kg (134.5 lbs)				
Operating temperature range	-25 °C...+60 °C				
Noise emission (typical) / internal consumption at night	51 dB(A) / 1 W				
Topology	Transformerless				
Cooling concept / electronics protection rating	OptiCool / NEMA 3R				
<b>Features</b>					
Display / LED indicators (Status / Fault / Communication)	- / ●				
Interface: RS485 / Speedwire, WebConnect	○ / ●				
Data interface: SMA Modbus / SunSpec ModBus	● / ●				
Mounting angle range	15°...90°				
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○				
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1				

NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions. \*Suitable for 600 V DC max. systems

● Standard features ○ Optional features – Not available

Type designation STP 12000TL-US-10 STP 15000TL-US-10 STP 20000TL-US-10 STP 24000TL-US-10 STP 30000TL-US-10

#### Accessories



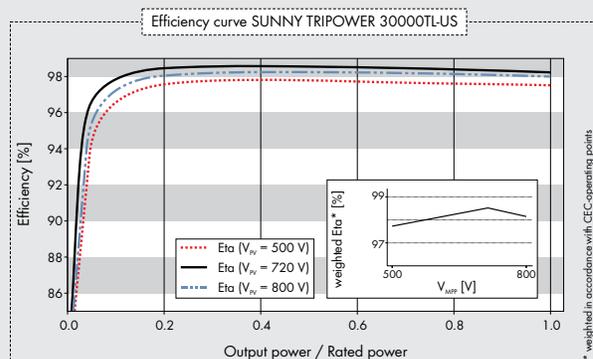
RS485 interface  
DM-485CB-US-10



Connection Unit  
CU 1000-US-10



SMA Cluster Controller  
CLCON-10





“ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO”

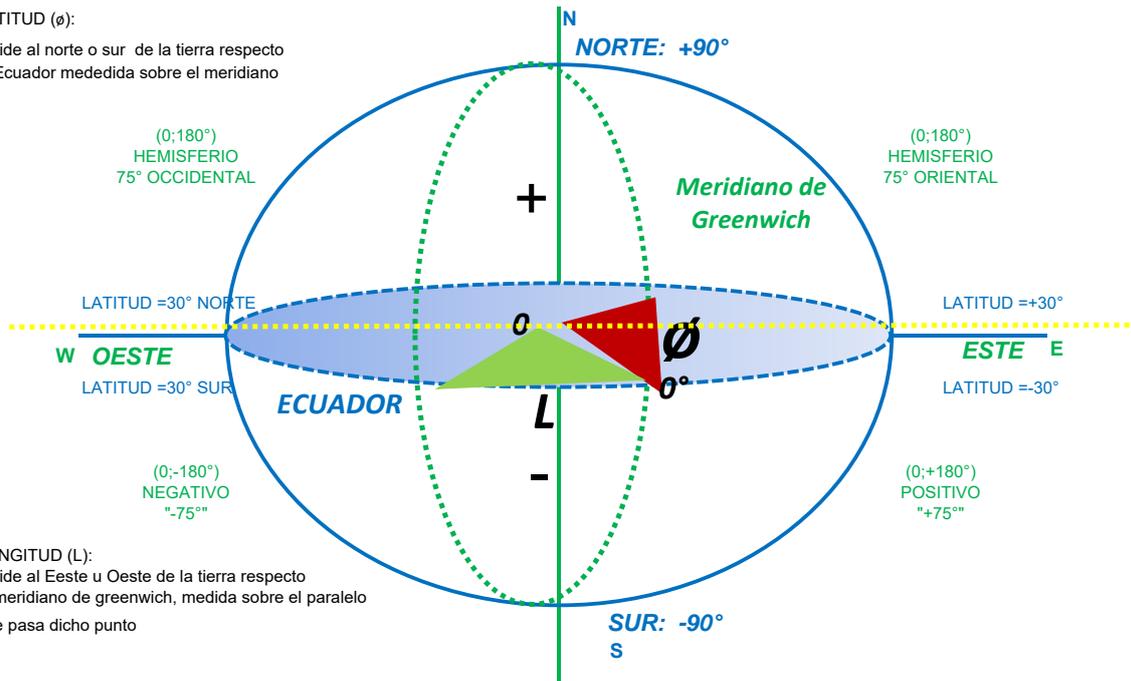
CAPITULO IV: DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES Y CONTROL OPERACIONAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

**ANEXO 4.1**

**DETERMINACIÓN ÓPTIMA DE LA IRRADIANCIA, AZIMUT Y LA INCLINACION**

LATITUD ( $\phi$ ):

Divide al norte o sur de la tierra respecto al Ecuador mededida sobre el meridiano



LONGITUD (L):

Divide al Eeste u Oeste de la tierra respecto al meridiano de greenwich, medida sobre el paralelo que pasa dicho punto

**1 UBICACIÓN DEL PROYECTO DE TESIS:**

**CORDENADAS GEOGRÁFICAS**

LATITUD "S"	13° 31' 21.10"
	-13.5225130
LONGITUD "W"	71° 58' 7.10"
	-71.9686380
ELEVACIÓN	3375 msnm

**2 INCLINACIÓN ÓPTIMA PARA LOS PANELES SOLARES**

SEGÚN LA FORMULA:

$$\beta_{\phi_{PT}} = 3.7 + 0.69 |\phi|$$

$\beta_{\phi_{PT}}$ : Inclinación Óptima para los paneles solares

$\phi$ : Es la latitud del lugar "S" = -13.5225130

Remplazando, se tiene:

$$\beta_{\phi_{PT}} = 13.031^\circ$$

$$\beta_{\phi_{PT}} = 15^\circ \text{ (RECOMENDADO)}$$

No estancamiento por lluvia en los paneles

INCLINACIÓN ÓPTIMA DEL PANEL SOLAR

Latitud en grados	angulo Bopt. Recomendado
0° a 15°	15°
15° a 25°	la misma LA
25° a 30°	LA + 5°
30° a 35°	LA + 10°
35° a 40°	LA + 15°
40° a más	LA + 20°

### 3 ORIENTACIÓN ÓPTIMA PARA LOS PANELES SOLARES

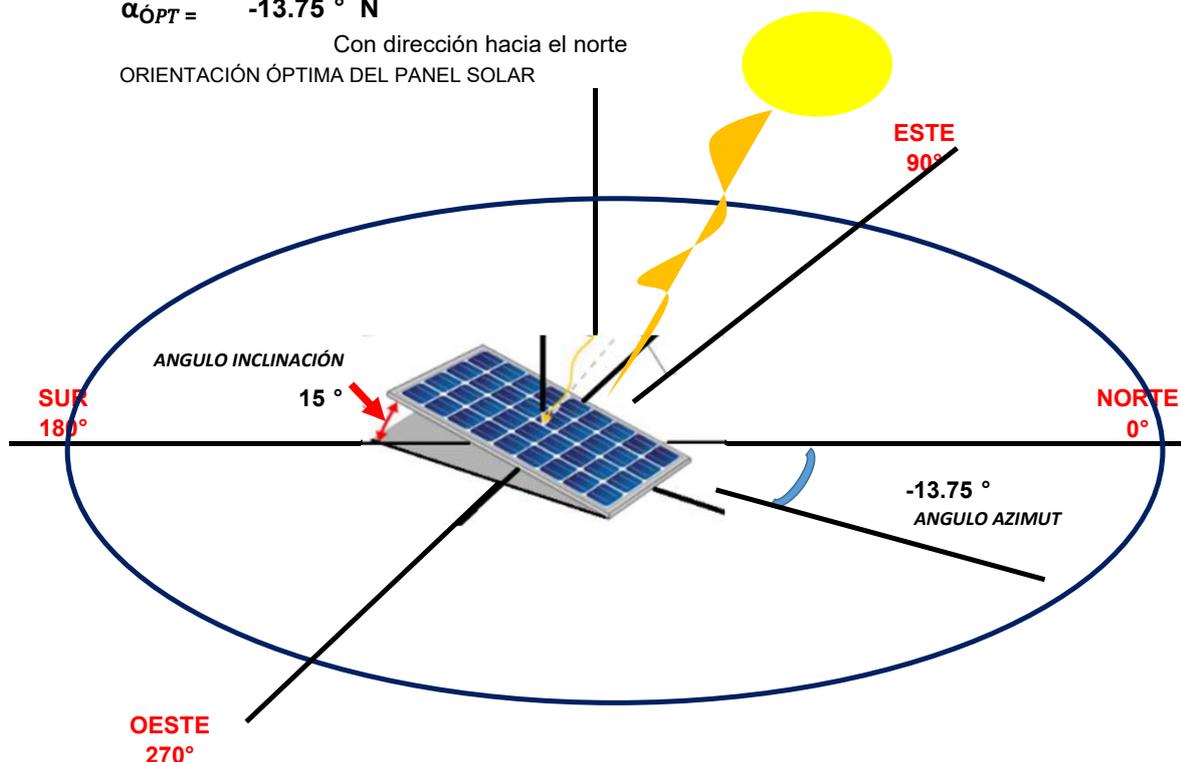
AZIMUT:

Obtenido de las tablas de radiación

$$\alpha_{OPT} = -13.75^\circ \text{ N}$$

Con dirección hacia el norte

ORIENTACIÓN ÓPTIMA DEL PANEL SOLAR



### 4 Cálculo del rendimiento de la instalación (R).

SEGÚN LA FORMULA:

$$R = 1 - \left[ (1 - b - c - v)a * \frac{N}{Pd} \right] - b - c - v$$

Donde:

b = Coeficiente de pérdida por rendimiento en las baterías =	0
c = Coeficiente de pérdidas en el inversor para inversores senoidales	0.2
v = Coeficiente de otras pérdidas	0.15
a = Coeficiente de descarga diario	0
N = Días de autonomía	0
Pd = Profundidad de descarga	1
No habra baterias por lo que b=a=N=0 Pd=1	

Reemplazamos los valores en la expresión, obteniendo lo siguiente:

$$R = 0.65$$

### 5 Cálculo de la energía necesaria (E).

SEGÚN LA FORMULA:

$$E = \frac{E_t}{R} \quad (\text{Wh/día})$$

Donde:

Et = Energía = 50.0723 kWh/d energía mes irradiacion mas bajo pronostico  
 Se utilizara para este caso la energía maxima consumida del historial de consumo electrico de 199 meses  
 EtMax. Historial = 75.5333 kWh/d  
 R = Rendimiento

Reemplazando en la fórmula y resolviendo se tiene:

$$E = 116.205 \text{ kWh/d}$$

### 6 Cálculo de la declinación solar ( $\alpha$ ).

SEGÚN LA FORMULA:

$$\alpha = 23.45 \text{sen}(360 * \frac{284 + d_n}{365})$$

Donde:

dn = Es la sumatoria de los días desde el primer día de enero hasta la mitad del mes determinado como menor radiación y mayor consumo

Dn = 16

$$\alpha = -21.096^\circ$$

## 7 Cálculo del ángulo de salida del sol ( $\omega_s$ ).

SEGÚN LA FORMULA:  $\omega_s = -\arccos(-\tan(\delta) * \tan(\phi))$

Donde:

$\alpha$  = Declinación solar  $-21.0963439^\circ$   $-0.36820066$  rad

$\phi$  = Latitud del lugar =  $-13.5225130^\circ$   $-0.23601237$  rad

Reemplazando en la expresión se tiene:

$$W_s = -1.66371139 \text{ rad}$$

$$W_s = -95.324^\circ$$

## 8 Angulo de salida del sol sobre un plano inclinado ( $\omega_{ss}$ )

SEGÚN LA FORMULA:  $\omega_{ss} = \max\{\omega_s, -\arccos(-\tan(\alpha) * \tan(\phi - \beta))\}$

Donde:

$\alpha$  = Declinación solar =  $-21.0963^\circ$   $-0.36820066$  rad

$\phi$  = Latitud del lugar =  $-13.5225^\circ$   $-0.23601237$  rad

$\beta$  = Inclinación del panel solar =  $15^\circ$   $0.261799388$  rad

$\omega_s$  = Ángulo de salida del sol =  $-95.3236^\circ$   $-1.66371139$  rad

Reemplazando en la expresión matemática se tiene:

$$W_{ss} = \text{MAX} ( -1.6637 \quad -1.78203 \text{ rad} )$$

$$W_{ss} = \text{MAX} ( -95.324 , \quad -102.103^\circ )$$

$$W_{ss} = -95.324^\circ$$

## 9 Factor de corrección (K).

$$K = \frac{WSS * \frac{\pi}{180} * [\text{sign}(\phi)] * \sin \alpha * \sin(|\phi| - \beta) + \cos \alpha * \cos(|\phi| - \beta) * \sin WSS}{WS * \frac{\pi}{180} * \sin \alpha * \sin \phi + \cos \alpha * \cos \phi * \sin Ws}$$

Donde:

$\omega_{ss}$  = Ángulo de salida del sol sobre un plano inclinado  $-95.324^\circ = -1.6637$  Rad

$\omega_s$  = Ángulo de salida del sol  $-95.324^\circ = -1.6637$  Rad

$\alpha$  = Declinación solar  $-21.0963439^\circ = -0.3682$  Rad

$\phi$  = Latitud del lugar  $-13.5225130^\circ = -0.236$  Rad

$\beta$  = Ángulo de inclinación del techo  $15^\circ = 0.2618$  Rad

$\pi$  = Valor de pi  $= 3.14159$  Rad

Reemplazando los valores, en la fórmula se obtiene:

$$\frac{WSS * \frac{\pi}{180} * [\text{sign}(\phi)] * \sin \alpha * \sin(|\phi| - \beta) + \cos \alpha * \cos(|\phi| - \beta) * \sin WSS}{WS * \frac{\pi}{180} * \sin \alpha * \sin \phi + \cos \alpha * \cos \phi * \sin Ws}$$

$$\frac{-0.91320 + 0.01544 + -0.928643}{-1.6637 \quad -1 \quad -0.3599 \quad -0.025784 \quad + \quad 0.932976505 \quad 0.99967 \quad -0.9957}$$

$$\frac{-1.6637 \quad -0.3599 \quad -0.23382742 \quad 0.932977 \quad 0.972278119 \quad -0.9957}{-0.1400 \quad + \quad -0.90319981}$$

$$-1.04322$$

$$K = 0.87536684$$

## 10 Pérdidas por inclinación desorientación y sombras.

$$Pérdidas(\%) = 100 \times \left[ 1.2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2 \right] \quad \text{para } 15^\circ \ll 90^\circ$$

$$Pérdidas(\%) = 100 \times \left[ 1.2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Donde:

B = Ángulo de inclinación del panel solar en campo.

20 °

B<sub>opt.</sub> = Ángulo de inclinación óptimo según cálculo

15 °

$\alpha_{OPT}$  = Azimut para la orientación

-13.750 ° N

$$P\% = 0.3 \%$$

$$P = 0.003$$

## 11 Irradiación diaria sobre la superficie del módulo ( $\alpha$ =acimut, $\beta$ =inclinación del módulo)

SEGÚN LA FORMULA:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G\alpha(\beta=0) * K - P$$

Donde:

$G(\alpha, \beta)$  = Irradiancia media a un ángulo y orientación óptimo

$G\alpha(\beta=0)$  = Irradiancia global diaria horizontal Obtenida de tablas

3.970 kWh/m<sup>2</sup>/día

k = factor de corrección

0.88

p = pérdidas por sombras

0.003

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3.47186 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$$

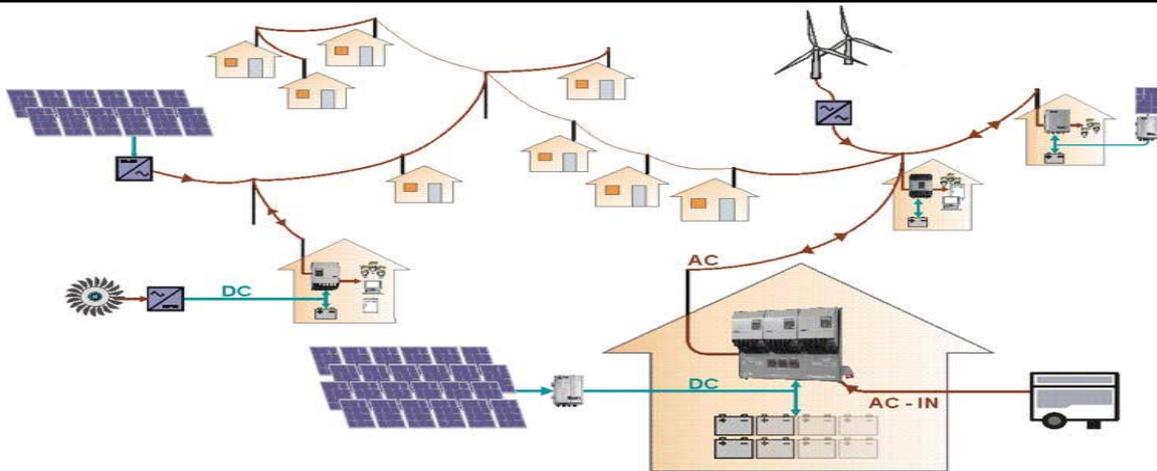


“ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNACIONAL CUSCO”

CAPITULO IV: DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES Y CONTROL OPERACIONAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

ANEXO 4.2

Esquema



RESUMEN DE CÁLCULOS

Descripción	Símbolo	cantidad	Unidad	Observación
Daily solar radiation - horizontal	I	3.4719	kWh/m <sup>2</sup> /d	DATO ENTRADA
Energía promedio consumida carga	E	75.5333	kwh/día	DATO ENTRADA
Orientación óptima de los paneles	°	-13.75	N Azimut	DATO ENTRADA
Inclinación óptima de los paneles (cálculo)	°	15.00	Grados	DATO ENTRADA
Orientación de los paneles en campo	°	20.00	Grados	DATO ENTRADA
Rendimiento general de la instalación	PR	80%	%	DATO ENTRADA

CARACTERÍSTICAS DEL MODULO FOTOVOLTAICO

Potencia generador fotovoltaico	Pmp	325.00	Wp	DATO ENTRADA
Voltaje max. Pico	Vmp	37.92	V	DATO ENTRADA
Voltaje circuito abierto	Voc	46.98	V	DATO ENTRADA
corriente max. Pico	Imp	8.57	A	DATO ENTRADA
corriente de corto circuito	Isc	9.01	A	DATO ENTRADA

COEFICIENTES DE TEMPERATURA DE TRABAJO

coeficiente temperatura de Isc	Isc	0.0600	%/°C	DATO ENTRADA
coeficiente temperatura de Voc	Voc	-0.3000	%/°C	DATO ENTRADA
coeficiente temperatura de Pmp	Pmp	-0.4200	%/°C	DATO ENTRADA
TONC		45°C ± 2°C		DATO ENTRADA

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

Potencia nominal del inversor	PDCinv	24000.00	W	DATO ENTRADA
Tension maxima de entrada del inversor	Vdc	1000.00	V	DATO ENTRADA
Rango de tension minimo del inversor	VDCmin	450.00	V	DATO ENTRADA
Rango de tension maximo del inversor	VDCmax	800.00	V	DATO ENTRADA

RESULTADOS

Energía producida por modulo	Ep	0.9027	kwh/día	RESULTADO
Numero total de modulos fotovoltaicos	Nfv	84	cantidad	RESULTADO
Numero de modulos fotovoltaicos en serie	MS	14	cantidad	RESULTADO
Numero de modulos fotovoltaicos en paralelo	Mp	6	cantidad	RESULTADO
potencia total del sistema fotovoltaico	Ptotal	27300.0	W	RESULTADO
Tension entrada en DC	Vdct	707.05	V	RESULTADO
Corriente entrada en DC	Idct	67.58	A	RESULTADO
potencia total del sistema fotovoltaico AC	PAC	24000.0	W	RESULTADO
Tension entrada en AC	VAC	220 V	V	RESULTADO
Corriente entrada en AC	IAC	69.98	A	RESULTADO

## CÁLCULOS

### 1.- Determinación energética de los módulos fotovoltaicos.

Mediante la formula, tenemos:

$$E_p = G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR / G_{CEM}$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : valor medio radiancia en kWh/m2/día

$P_{mp}$ : Es la potencia total del generador fotovoltaico en kW

PR: Es el rendimiento general de la instalación (0,8-0,85).

$G_{CEM}$ : Es la irradiancia en condiciones estándar (1000W/m2=1kW/m2).

valores

3.472

0.325

80.0%

1.0

### DATOS MODULO FOTOVOLTAICO

Fabricante	AIDE SOLAR	
Modelo	AD320Q6-Aa	
Tipo de celula	SI-MONO	
CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Valor	Unidad
Potencia nominal (STC)	325.00	Wp
Tolerancia	0	%
Tension nominal	---	V
Intensidad de corto circuito $I_{sc}$	9.01	A
Tension de corto circuito abierto $V_{oc}$	46.98	V
Intensidad maximo pico $I_{mp}$	8.57	A
Tension Maximo pico $V_{mp}$	37.92	V
Eficiencia del modulo	16.75	%
PARAMETROS TERMICOS		
	Valor	Unidad
TONC	45°C ± 2°C	°C
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	0.0600	%/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0.3000	%/°C
Coefficiente de temperatura de la potencia $P_{mp}$	-0.4200	%/°C
CARACTERISTICAS FISICAS		
	Valor	Unidad
Longitud del modulo	1956	mm
Ancho del modulo	992	mm
Profundidad del modulo	40	mm
Superficie del modulo	1.28	m2
Peso	22	kg
OTRAS CARACTERISTICAS		
Poroteccion clase	II	
Certificaciones	IEC 61215; Class II	
STC: Irradiance of 1000W/m <sup>2</sup> , spectrum AM=1.5,module temperature of 25°C		

Por tanto:

$$E_p = 0.9027 \text{ kWh/día}$$

### 2.- DETERMINACION DEL NUMERO TOTAL DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

Mediante la formula, tenemos:

$$N_{fv} = E / E_p$$

E: Es la energía que requiere la carga por día (kWh/día).

$E_p$ : Es la energía producida por modulo (kWh/día).

valores

75.53

0.903

Por tanto:

$$N_{fv} = 83.68$$

$$N_{fv} = 84 \text{ modulos}$$

### 3.- SELECCIÓN DEL INVERSOR

Condicion estandar	25°C y 1000W/m <sup>2</sup>	
Temperatura minima del modulo FV	0	°C
Temperatura maxima del modulo FV	70	°C

## DATOS DEL INVERSOR

Fabricante	SMA
Modelo	24000TL-US

IMPULSO (DC)	Valor	Unidad
Potencia nominal (PDCinv)	24000.00	W
Max. usable DC power (@ cos φ = 1)	24500.00	W
Max. DC voltage	1000.00	V
Rated MPPT voltage range	450 A 800	V
MPPT operating voltage range	150V...1000V	V
Min. DC voltage / start voltage	150V/188V	V
Number of MPP tracker inputs	2	
Max. input current / per MPP tracker input	68 A 33	A
SALIDA (AC)	Valor	Unidad
AC nominal power (PACinv)	24000	W
Max. AC apparent power	24000	VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE, 3-PE	fases
Nominal AC voltage	380 / 220 V WYE, 380 V - 220V Delta	V
AC voltage range	244 V...305 V	V
Rated AC grid frequency	60 Hz	Hz
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz	
Max. output current	29	A
Power factor at rated power / adjustable disp	1 / 0.0 leading...0.0 lagging	
Harmonics	< 3%	%
Max. efficiency / CEC efficiency	98.5% / 98.0%	%
CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS	Valor	Unidad
Grado de protección	IP-54	
Dimensiones	1270X1850X870	mm
Peso	925	kg

### 3.1.- fórmulas de corrección para tensión de los módulos fotovoltaicos a temperaturas de trabajo

según las fórmulas:

$$V_{(0^{\circ}\text{C})} = V_{(25^{\circ}\text{C})} + \text{coeficiente de temperatura de } V_{(OC)} * (0 - 25)$$

$$V_{(70^{\circ}\text{C})} = V_{(25^{\circ}\text{C})} + \text{coeficiente de temperatura de } V_{(OC)} * (70 - 25)$$

#### 3.1.1.- Tensión máxima en el punto de máxima potencia.

$$V_{(0^{\circ}\text{C})} = 37.92 + (-0.3000 * \frac{37.92}{100} * (0 - 25))$$

$$V_{(0^{\circ}\text{C})} = \mathbf{40.76 \text{ V}}$$

#### 3.1.2.- Tensión mínima en el punto de máxima potencia

$$V_{(70^{\circ}\text{C})} = 37.92 + (-0.3000 * \frac{37.92}{100} * (70 - 25))$$

$$V_{(70^{\circ}\text{C})} = \mathbf{32.80 \text{ V}}$$

### 3.1.3.- Tensión máxima en circuito abierto.

$$V_a(0^\circ\text{C}) = 46.98 + (-0.3000) * \frac{46.98}{100} * (0 - 25)$$

$$V_a(0^\circ\text{C}) = \mathbf{50.50 \text{ V}}$$

### 3.1.4.- Corriente de corto circuito máxima,

De la fórmula:

$$I_{(cc)} = 1.25 * I_{(sc)}$$

$$I_{cc} = 11.2625 \text{ A}$$

## 4.- ARREGLO DEL MODULO FOTOVOLTAICO

### 4.1.- Numero Maximo de módulos fotovoltaicos en serie

A primera instancia según la fórmula:

$$N_{(ps)} = \frac{\text{Ventrada inductor}}{V_{\text{max. circuito abierto}}} = \frac{\text{Max. DC voltage}}{V_a(0^\circ\text{C})}$$

$$N_{(ps)} = 19.80$$

$$N_{(ps)} = 20 \quad \text{numero de modulos maximos en serie}$$

$$N_{(ps)} = 14 \quad \text{numero de modulos a considerar según criterio tecnico}$$

Con 6SFV en paralelo.

**para los 14 paneles en serie con 6SFV en paralelo**

Tensión máxima en el punto de máxima potencia.	$V(0^\circ\text{C}) =$	$14 * 40.76 =$	<b>570.696 V</b>
Tensión mínima en el punto de máxima potencia.	$V(70^\circ\text{C}) =$	$14 * 32.80 =$	<b>459.211 V</b>
Tensión máxima en circuito abierto.	$V_a(0^\circ\text{C}) =$	$14 * 50.50 =$	<b>707.049 V</b>
La corriente se suma para los 6SFV .	$I_{cc} =$	$6 * 11.26 =$	<b>67.58 A</b>

### 4.2.- Validacion de comparacion de resultados

DESCRIPCION	DATO	CONDICION	OBSERVACIÓN
Potencia Total pico del sistema FV (Ptotal)	27300.0 W	$P_{inv} > 80\% PGFV$	<b>24000 W &gt; 21840 W</b>
Potencia del inductor (PDCinv)	24000.0 W		<b>CORRECTO</b>
Corriente máxima admisible (Icc)	67.58A	$I_{cc} < I_{dc}$	<b>67.58 A &lt; 68.00 A</b>
Corriente maxima inductor en DC (Idc)	68.00A		<b>CORRECTO</b>
Tensión máxima en circuito abierto $V_a(0^\circ\text{C})$	707.05V	$V_a(0^\circ\text{C}) < V_{dc}$	<b>707.0 V &lt; 1000.0 V</b>
Tension maxima del inductor en DC (Vdc)	1000.00V		<b>CORRECTO</b>
Tensión mínima en el punto de máxima potencia $V(70^\circ\text{C})$	459.21V	$V(70^\circ\text{C}) > V_{DCmin}$	<b>459.2 V &gt; 450.0 V</b>
Tension minima de entrada en DC (VDCmin)	450.00V		<b>CORRECTO</b>
Tensión máxima en el punto de máxima potencia $V(0^\circ\text{C})$	570.70V	$V(0^\circ\text{C}) < V_{DCmax}$	<b>570.7 V &lt; 800.0 V</b>
Tension maxima de entrada en DC (VDCmax)	800.00V		<b>CORRECTO</b>

## 5.- Calculo de la distancia entre filas consecutivas (Df).

Mediante la fórmula, tenemos:

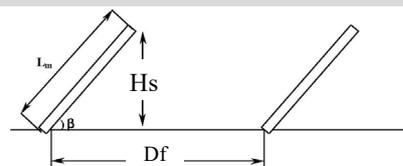
$$D_f = (L_m * \cos\beta^\circ) + \frac{L_m * \sin\beta^\circ}{\text{tg}H_s}$$

Donde:

$L_m$ : Longitud del módulo fotovoltaico en m

$\beta$ : Inclinación óptima de paneles solares respecto al plano calculado (o la inclinación optada en campo).

$H_s$ : Altura solar, es decir ángulo complementario entre el módulo



valores

1.956

20 °

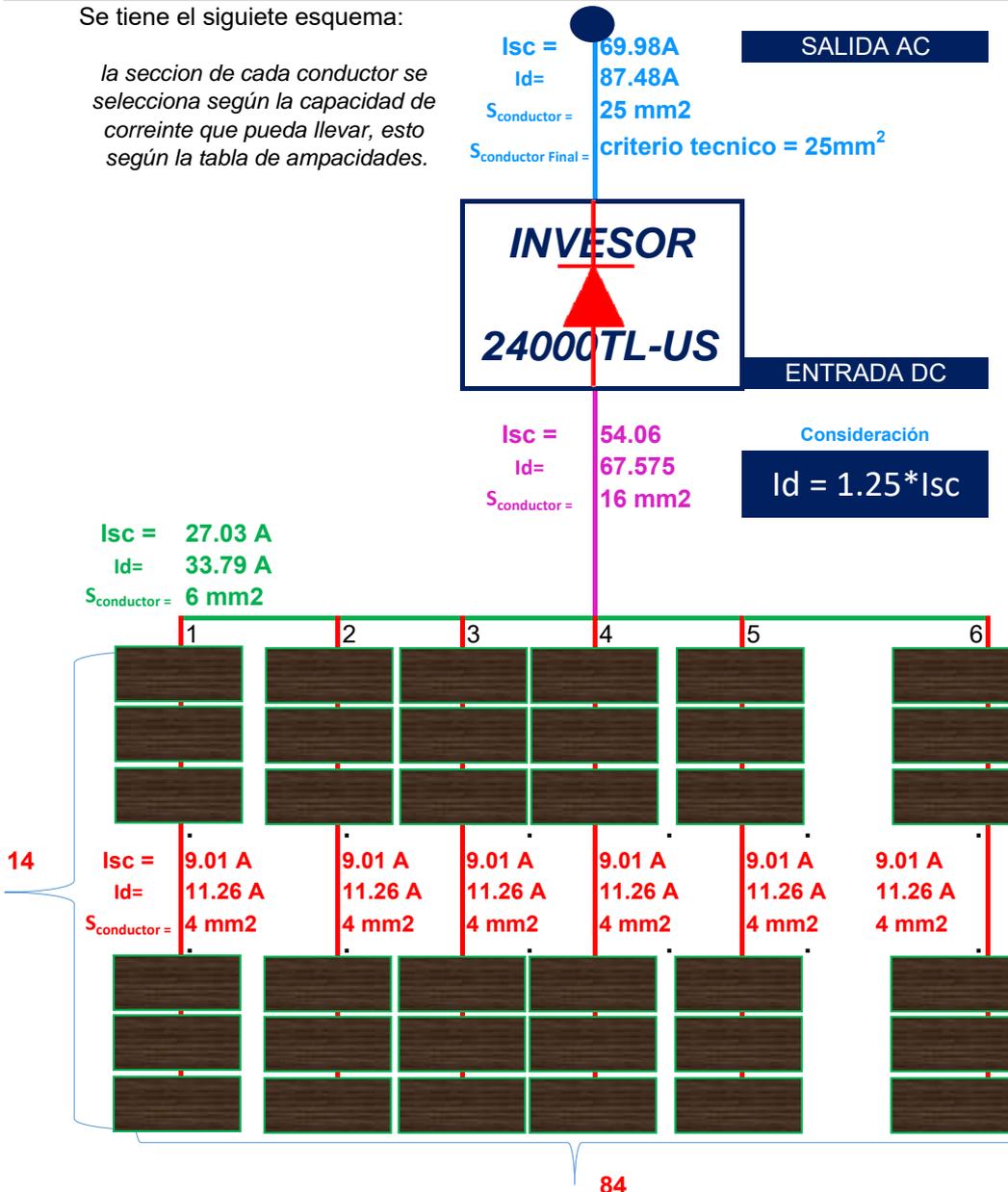
Por tanto:

$$D_f = 2.08 \text{ m}$$

### 6.- DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

Se tiene el siguiente esquema:

la sección de cada conductor se selecciona según la capacidad de corriente que pueda llevar, esto según la tabla de ampacidades.



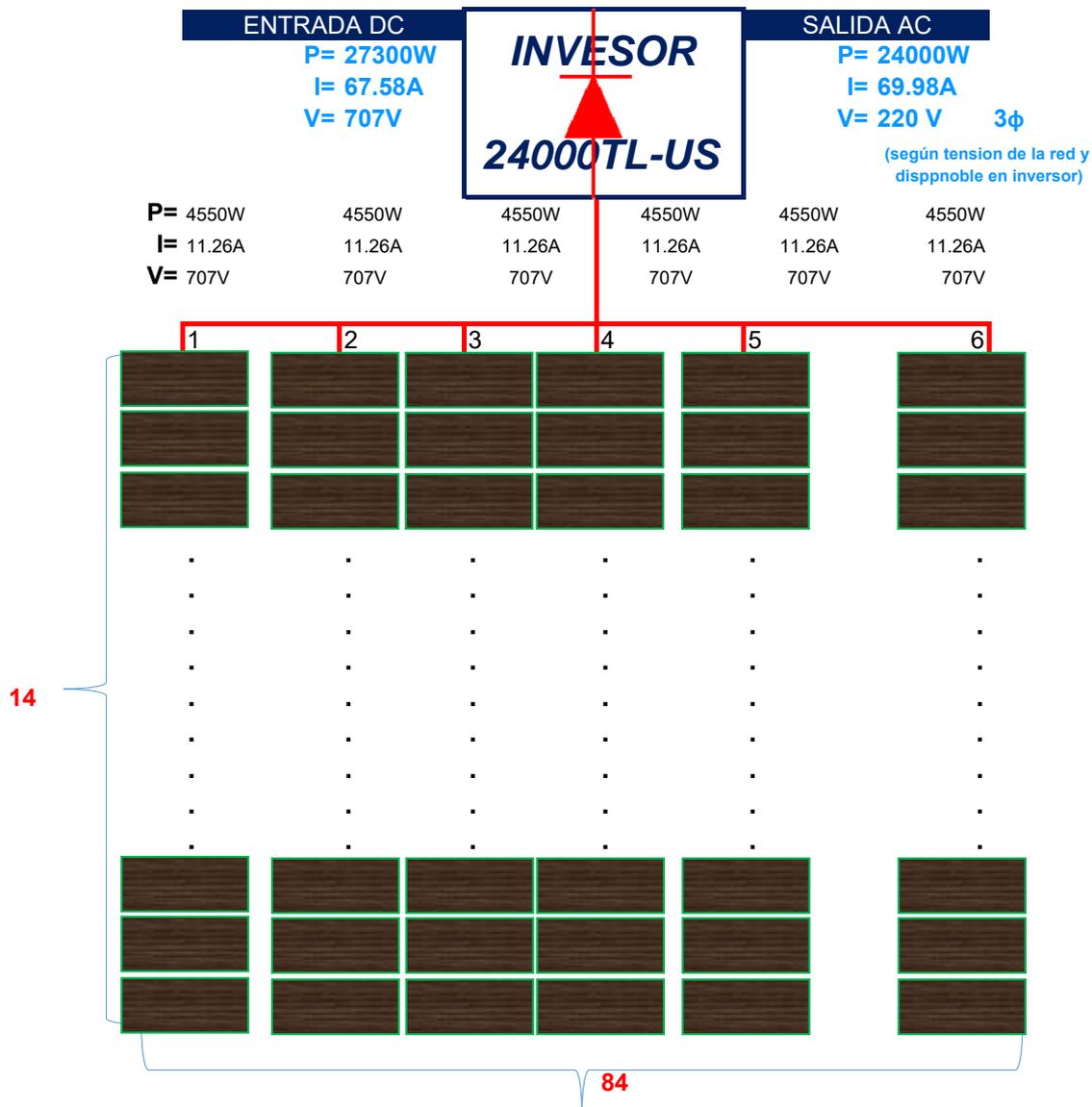
Sección de Cable	Intensidad Máxima
0,5 mm <sup>2</sup>	6 A
0,75 mm <sup>2</sup>	9 A
1 mm <sup>2</sup>	11 A
1,5 mm <sup>2</sup>	14 A
2 mm <sup>2</sup>	16 A
2,5 mm <sup>2</sup>	20 A
4 mm <sup>2</sup>	28 A
6 mm <sup>2</sup>	37 A
8 mm <sup>2</sup>	48 A
10 mm <sup>2</sup>	53 A
16 mm <sup>2</sup>	75 A
25 mm <sup>2</sup>	100 A
35 mm <sup>2</sup>	125 A
50 mm <sup>2</sup>	160 A

tabla de capacidades de corriente que pueda llevar según el calibre de conductor

datos del fabricante

## 7.- ESQUEMA UNIFILAR

INVERSOR 3 $\phi$   
24000TL-US  
A 220v conexión delta en AC



## 8.- CÁLCULO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

### PARA SISTEMA CONTINUO

N° PANELE	ISC	Id	V(0°C)	V(70°C)	Va(0°C)	CARACTERÍSTICAS PROTECCIÓN BORNERAS		
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA A
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA B
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA C
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA D
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA E
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	FUSIBLE	<b>12 A - 750 V</b>	BORNERA F
N° PANELE	ISC	Id	V(0°C)	V(70°C)	Va(0°C)	CARACTERÍSTICAS PROTECCIÓN TD - DC		
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-1	<b>15 A - 750 V</b>	
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-2	<b>15 A - 750 V</b>	
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-3	<b>15 A - 750 V</b>	
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-4	<b>15 A - 750 V</b>	
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-5	<b>15 A - 750 V</b>	
STRIM 14	9.01 A	11.26 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC-6	<b>15 A - 750 V</b>	
84	54.06 A	67.58 A	570.696	459.2112	707.049	TM-DC	<b>80 A - 750 V</b>	PRINCIPAL

84	54.06	67.575	570.696	459.2112	707.049	SPD-DC	PRINCIPAL
			Voltaje de trabajo permanente			Uc = <b>800 Vdc</b>	
			Voltaje máx. instantaneo			Up = <b>1.00 kV</b>	
			Corriente máx. descarga			Imp = <b>20.0 kA</b>	
			Corriente nominal de descarga			In = <b>10.0 kA</b>	

PARA SISTEMA ALTERNA

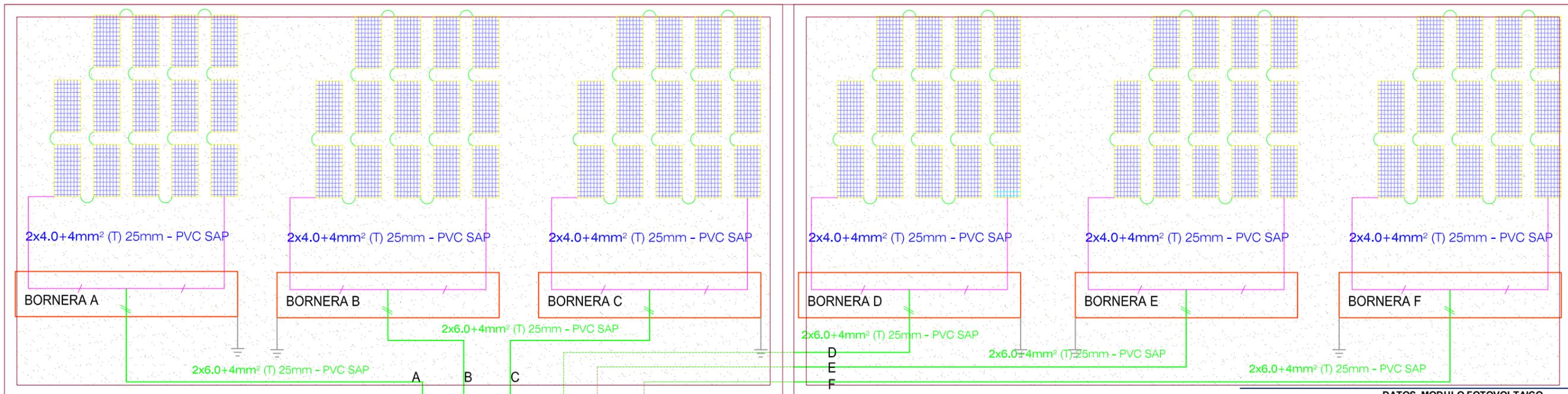
	PA- INV	IN	Id	V	SISTEMA	CARACTERISTICAS PROTECCIÓN TD - AC	
REGADA INVERS	24000 W	69.98 A	83.98 A	220 V	3φ	TM-AC	<b>100 A - 230 V</b> PRINCIPAL
						Dif-AC	<b>30 mA - 230 V</b> PRINCIPAL

SPD-AC

Voltaje de trabajo permanente	Uc = <b>500 Vdc</b>
Voltaje máx. instantaneo	Up = <b>0.5-1 kV</b>
Corriente máx. descarga	Imp = <b>20.0 kA</b>
Corriente nominal de descarga	In = <b>10.0 kA</b>

LLEGADA MEDIDOR	TM-AC	<b>100 A - 230 V</b>	PRINCIPAL
-----------------	-------	----------------------	-----------

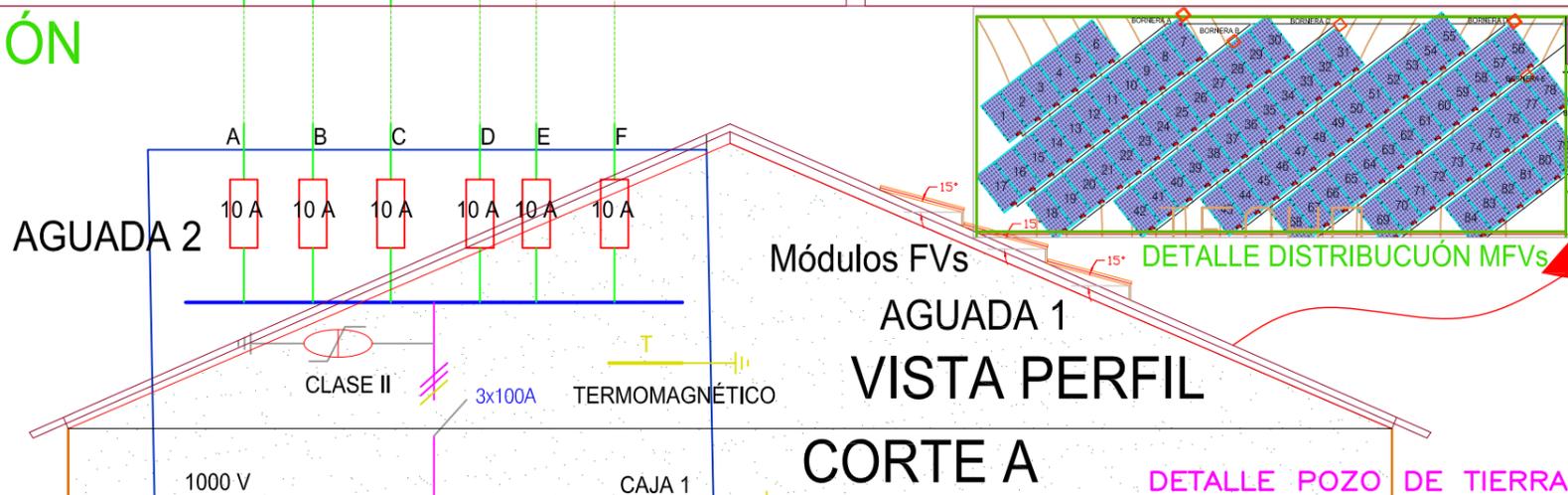
ENTRADA MEDIDOR	TM-AC	<b>100 A - 230 V</b>	PRINCIPAL
-----------------	-------	----------------------	-----------



## DETALLE CONEXIÓN



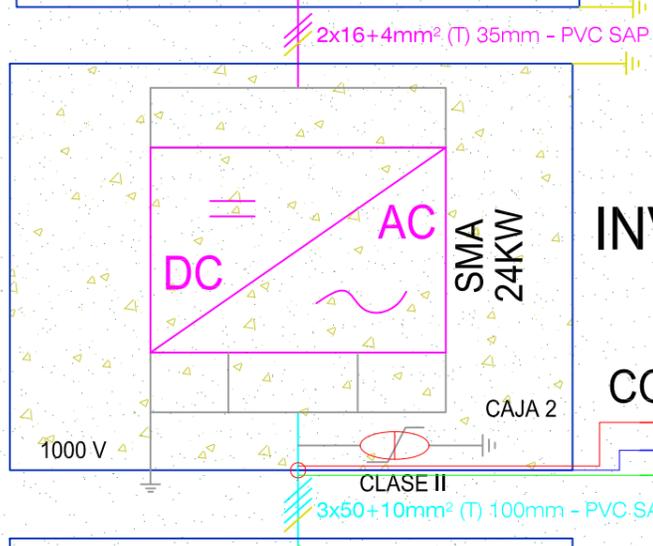
LUGAR DEL PROYECTO



### DETALLE DISTRIBUCIÓN MFVs

DATOS MODULO FOTOVOLTAICO		
Fabricante	AIDE SOLAR	
Modelo	AD320Q6-Aa	
Tipo de célula	SI-MONO	
CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
Potencia nominal (STC)	325.00	Wp
Tolerancia	0	%
Tension nominal	—	V
Intensidad de corto circuito Isc	9.01	A
Tension de corto circuito abierto Voc	46.98	V
Intensidad maximo pico Imp	8.57	A
Tension Maximo pico Vmp	37.92	V
Eficiencia del modulo	16.75	%
PARAMETROS TERMICOS		
TONC	45°C ± 2°C	°C
Coefficiente de temperatura de Isc	0.0600	%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0.3000	%/°C
Coefficiente de temperatura de la potencia Pmp	-0.4200	%/°C
CARACTERISTICAS FISICAS		
Longitud del modulo	1956	mm
Ancho del modulo	992	mm
Profundidad del modulo	40	mm
Superficie del modulo	1.28	m2
Peso	22	kg
OTRAS CARACTERISTICAS		
Porotencion clase	II	
Certificaciones	IEC 61215; Class II	
STC: Irradiance of 1000W/m², spectrum AM=1.5, module temperature of 25°C		

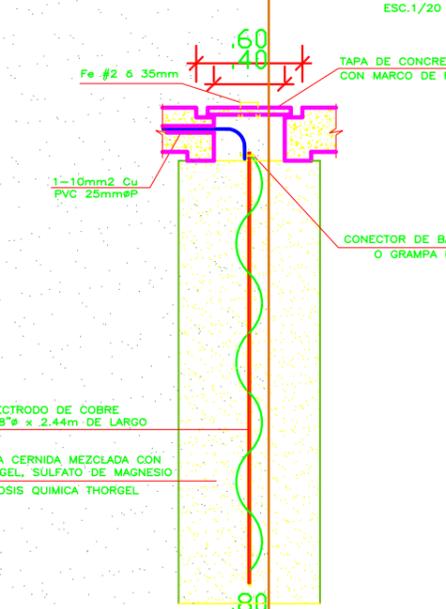
LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Modulo fotovoltaico
	Proteccion frente a sobretensiones clase II
	Proteccion frente a sobretensiones clase I
	Conductores segun descripcion
	Interruptor diferencial
	interruotor termomagnético
	Control de medida bidireccional



## INVERSOR

### CONSUMO

### DETALLE POZO DE TIERRA



DATOS DEL INVERSOR		
Fabricante	SMA	
Modelo	24000TL-US	
INPUT (DC)		
Potencia nominal (PDCinv)	24000.00	W
Max. usable DC power (@ cos φ = 1)	24500.00	W
Max. DC voltage	1000.00	V
Rated MPPT voltage range	450 A 800	V
MPPT operating voltage range	150V...1000V	V
Min. DC voltage / start voltage	150V/188V	V
Number of MPP tracker inputs	2	
Max. input current / per MPP tracker input	68 A 33	A
OUTPUT (AC)		
AC nominal power (PACinv)	24000	W
Max. AC apparent power	24000	VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE, 3-PE	fases
Nominal AC voltage	380 / 220 V WYE, 380 V - 220V Delta	V
AC voltage range	244 V...305 V	V
Rated AC grid frequency	60 Hz	Hz
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz	Hz
Max. output current	29	A
Power factor at rated power / adjustable dis	1 / 0.0 leading...0.0 lagging	
Harmonics	< 3%	%
Max. efficiency / CEC efficiency	98.5% / 98.0%	%
CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS		
Grado de protección	IP-54	
Dimensiones	1270X1850X870	mm
Peso	925	kg

Sistema de distribución en 220V perteneciente al alimentador DO-05

RED electrica NODO BT. N° 007456



DISEÑADO POR: VLADIMIR - ALEX		FECHA: NOVIEMBRE-2019		APROBADO POR:		FECHA:		PROYECTO: DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA DEL INSTITUTO BLUE RIBBON INTERNATIONAL CUSCO	COD. DE PLANO: IEP-01
REVISADO POR:		FECHA: NOVIEMBRE-2019		FIRMA:					
NOMBRE DE PLANO: CONEXIONADO DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS								ESCALA: INDICADA	FECHA: JUNIO - 2021
								CAD: VLADIMIR-ALEX	SEC. DE PLANO: ANEXO 4.3