



*Tesis para la obtención del grado de
Máster en
Gerencia de Proyectos de Desarrollo*

TITULO DE LA TESIS

*Estudio de Prefactibilidad de la Construcción de una Planta Solar
Fotovoltaica para el Mejoramiento del Suministro Eléctrico de
Comunidades Rurales del Municipio de Masaya*

Elaborado por:

✓ Ing. Justo Carlos Padilla Rodríguez

Tutora de tesis:

✓ Ing. Fátima Yakenia Alemán Álvarez, M.Sc.,

Managua Nicaragua, enero 2021

AGRADECIMIENTO

Primeramente, a Dios porque tengo la fe que *Él* dispuso todo en el lugar correcto y el momento correcto para llegar hasta aquí y poder escribir estas palabras y porque me permitió conservar en medio de las dificultades mi salud y mantener el ímpetu y la voluntad de seguir adelante.

A mi familia, por el amor incondicional, valeroso y paciente de mi esposa Yessika Cuevas y mis hijos, Sofía y Alejandro, porque entendimos que el tiempo que pasamos juntos es el mayor beneficio que tenemos y la mejor inversión que podemos hacer, porque deseo que en algún momento se permitan recorrer este camino y logren llegar donde se propongan llegar.

A mi madre Alejandra Rodríguez y mi padre Justo Padilla, porque a pesar de las circunstancias y las distancias siempre agradeceré lo que soy, a ellos.

A mi tutora Ing. Fátima Alemán. M.Sc., por la guía brindada desde el primer momento, el empuje y todas las correcciones, recomendaciones y orientaciones que completaron el círculo de aprendizaje.

Al personal docente y maestrantes de la MGPD edición XVIII, que dedicaron tiempo y conocimiento, además de todo el compañerismo, amistad y coraje por perseguir una meta en común, en especial a Dalila, Deyling y Eddy.

A los colaboradores y compañeros de trabajo que me apoyaron de diferentes maneras, antes y durante el transcurso de esta Maestría, en especial a la Lic. Zoraida Tijerino que no dudó en otorgar el permiso y poner a disposición el tiempo necesario para cumplir con este sueño, Ing. Gustavo Ardila y Lic. Bayardo Jiménez por sus palabras dedicadas y el tiempo prestado, también a mis amigos Aldo, Julio, David, Pastor, Martin, Los Mayday, quienes me apoyaron para sacar adelante todo lo necesario y mantener el barco a flote.

RESUMEN

La presente tesis de investigación fue orientada a la formulación de un proyecto de generación de energía eléctrica a pequeña escala a través del aprovechamiento de los recursos renovables de tipo solar y el uso de tecnología fotovoltaica como complemento del sistema eléctrico existente, que obtenga los beneficios suficientes para el mejoramiento de las condiciones de infraestructura y sostenibilidad del servicio eléctrico en comunidades rurales del Municipio de Masaya.

Una de las principales motivaciones de la investigación fue encontrar la relación que existe en la incorporación de la tecnología fotovoltaica en los sistemas convencionales de generación eléctrica y los beneficios que se obtienen como alternativa viable para el saneamiento de los mercados con baja eficiencia energética.

Se utilizó el método científico para sistematizar el proceso de investigación y determinar, de una población de 3,573 usuarios de los servicios eléctricos, la muestra, las técnicas de investigación, los instrumentos de medición, procesos y análisis de datos recopilados para reunir las condiciones de diagnóstico del problema y certeza para fundamentar la propuesta de solución.

Finalmente, el proceso concluye con la evaluación de la propuesta de solución y la determinación de viabilidad del proyecto a través de sus indicadores financieros y socioeconómicos, estableciendo el punto de equilibrio y la relación inversamente proporcional entre las utilidades y los beneficios del proyecto que condiciona las políticas de fomento y crecimiento del sector energético.

Palabras Clave:

Suministro Eléctrico, Energía Solar Fotovoltaica, Eficiencia Energética, Mercado Eléctrico, Comunidades Rurales, Generación Distribuida.

“La energía no es un fin, sino un medio para alcanzar bienestar y riqueza a las personas.”

Anónimo

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO SITUACIONAL.....	17
1.1. Antecedentes	17
1.2. Planteamiento del Problema.....	19
1.3. Objetivos	20
1.3.2. Objetivo General	20
1.3.3. Objetivos Específicos	20
1.4. Justificación.....	21
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	22
2.1. El Suministro de Energía Eléctrica	22
2.2. Generación de Energía Eléctrica	23
2.3. Distribución de Energía Eléctrica.....	28
2.4. La Generación Distribuida Renovable	30
2.5. Energías Renovables y Crecimiento Económico	33
2.5.1. Las Políticas Energéticas Renovables	35
2.5.2. El Diagnóstico para la Eficiencia Energética	37
2.5.3. El Compromiso Social de Comunidades Rurales	38
2.5.4. La Conservación del Medio Ambiente	39
2.6. La Energía Solar Fotovoltaica	40
2.6.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR).....	41
2.6.2. La Fuente de Energía.....	43
CAPÍTULO III. DISEÑO METODOLÓGICO	46
3.1. Enfoque de Investigación	46

3.2. Contexto de Investigación	47
3.3. Operacionalización de Variables	48
3.4. Sujetos de Investigación.....	49
3.4.1. El Circuito de Distribución Eléctrica.....	49
3.4.2. Las Comunidades Rurales	49
3.4.3. Autoridades del Agente Distribuidor	49
3.5. Población y Muestra	50
3.6. Técnica e Instrumento de Recolección de Información.....	52
3.6.1. Observación No Participante.....	52
3.6.2. Análisis Documental.....	52
3.6.3. La Encuesta de Opinión	53
3.6.4. Entrevista No Estructurada.	53
3.7. Procedimiento para la Recolección de la Información.	54
3.7.1. Construcción de Instrumentos.....	54
3.7.2. Validación de Instrumentos	56
3.7.3. Aplicación de Instrumentos	57
3.7.4. Análisis de la Información	60
CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE LOS PRINCIPALES HALLAZGOS (DIAGNÓSTICO)	63
4.1. Diagnóstico del Suministro Eléctrico.....	63
4.1.1. Comunidades Rurales.....	63
4.1.2. Otros Servicios Demandados.....	66
4.1.3. Infraestructura del Circuito Eléctrico.....	68
4.1.4. El Uso de la Energía Eléctrica.....	72

4.1.5. Propuestas del Sitio para la Planta Solar	73
4.1.6. Análisis de la Satisfacción del Servicio Eléctrico	76
4.1.7. Actualización de la Línea Base	87
4.1.8. Principales Hallazgos Encontrados	88
4.2. Análisis de la Demanda del Circuito GTN3020	90
4.2.1. Clasificación de la Demanda del Circuito GTN3020	93
4.2.2. Demanda Histórica del Circuito GTN3020	94
4.2.3. Proyección de la Demanda del Circuito GTN3020	94
4.2.4. Demanda Efectiva del Circuito GTN3020	97
4.2.5. Balance de Energía del Circuito GTN3020	100
4.3. Análisis de la Oferta del Circuito GTN3020	101
4.3.1. Clasificación de la Oferta de Mercado	101
4.3.2. Potencial de la Oferta	103
4.3.3. Proyección de la Oferta del Proyecto	104
4.4. Balance Oferta – Demanda	106
4.5. Definición del Producto o Servicio	107
CAPITULO V. PROPUESTA DE SOLUCIÓN.....	108
5.1. Determinación del Tamaño Óptimo ¿Cuánto Producir?	108
5.2. Determinación de la Localidad Óptima ¿Dónde producir?	109
5.2.1. Macrolocalización	109
5.2.2. Microlocalización	110
5.3. Ingeniería del Proyecto, ¿Cómo producir?	113
5.3.1. Descripción del Proceso	113
5.3.2. Descripción Detallada del Proceso	115

5.3.3. Flujograma del Proceso del Proyecto	119
5.3.4. Técnicas Complementarias del Proceso	120
5.3.5. Inversiones en Obras Físicas	121
5.3.6. Inversiones en Equipos y Maquinaria	122
5.3.7. Distribución de Planta (Layout)	123
5.3.8. Balance de Personal	125
5.3.9. Otros Costos	125
5.4. Aspectos Organizacionales y Administrativos	126
5.4.1. Organización para la Ejecución	126
5.4.2. Planificación para la Ejecución: Ruta Crítica	127
5.4.3. Organización para la Operación	130
5.5. Aspectos Legales	131
5.5.1. Principales Consideraciones	131
5.6. Consideraciones Ambientales	134
5.6.1. Análisis de Riesgo a Desastres	136
5.6.2. Otros Riesgos	136
5.7. Evaluación del Proyecto	137
5.7.1. Datos de Entrada	137
5.7.2. Depreciación de Activos Fijos	138
5.7.3. Evaluación Financiera – Método Contable	139
5.7.4. Evaluación del Proyecto – Método Económico	140
5.7.5. Análisis de Escenarios	142
5.7.6. Análisis de Sensibilidad del VAN	144

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES	148
CAPITULO VII. RECOMENDACIONES	150
CAPÍTULO VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA.....	152
APÉNDICE	155
Apéndice I. Lista de Cotejo	155
Apéndice II. Cuestionario (Técnica: La Encuesta de Opinión).....	156
Apéndice III. Guía de Entrevista No Estructurada	157
Apéndice IV. Fotografías Área de Influencia del Proyecto – Zona N°1.....	159
Apéndice V. Fotografías Área de Influencia del Proyecto – Zona N°2.....	166
Apéndice VI. Fotografías Área de Influencia del Proyecto – Zona N°3.....	171
Apéndice VII. Sujetos de Investigación	173
Apéndice VIII. Proceso de Aplicación de los Instrumentos.....	174
Apéndice IX. Matriz de Triangulación de Información de Instrumento de Campo – Lista de Cotejo	175
Apéndice X. Matriz de Triangulación de Información Comercial – Lista de Cotejo	176
Apéndice XI. Matriz de Triangulación de Información de Instrumento de Campo – El Cuestionario.....	177
Apéndice XII. Matriz de Triangulación de Información – Entrevista No Estructurada .	178
Apéndice XIII. Matriz de Información – Perfil de Carga	179
Apéndice XIV. Matriz de Proyección de Energía Generada	180
Apéndice XV. Matriz de Triangulación de Balance de Energía.....	181
ANEXOS.....	182
Anexo I. Ficha Técnica del Programa PNESER financiado por el BID	182
Anexo II. Instituciones Estatales en Ejecución de Proyectos Solares (MEM)	183
Anexo III. Capacidad Instalada año 2017 (MEM)	185

Anexo IV. Gráfico de Proyectos del Plan Indicativos 2019 – 2033 (MEM).....	186
Anexo V. Oferta de Generación de Energía en 2017 (MEM)	186
Anexo VI. Bloques Horario de la Oferta de Energía (INE)	187
Anexo VII. Demanda Eléctrica Nacional del SIN año 2019 (INE)	188
Anexo VIII. Históricos de Importaciones y Exportaciones de Energía (INE)	189
Anexo IX. Históricos de Capacidad Instalada SIN (INE).....	190
Anexo X. Insumos de Producción Eléctrica SIN 2019 (INE)	191
Anexo XI. Histórico de Generación Bruta Nacional (INE).....	192
Anexo XII. Histórico de Precio de Venta de la Energía (INE)	193
Anexo XIII. Resolución Ministerial N°002-DGERR 002-2017	194
Anexo XIV. Registro de HSP en el Sitio según <i>RETScreen Expert</i>	195
Anexo XV. Fuerzas del Mercado y Mercado en Equilibrio	196
Anexo XVI. Precios de Venta de Terrenos, Equipos Principales	197
Anexo XVII. Ficha Técnica de Equipos Principales	201

INDICE DE TABLAS

Tabla N°1. Relación Precio de Venta de la Energía y Tipo de Generación.....	27
Tabla N°2. Banda de Precios de Referencia	35
Tabla N°3. Matriz de Operacionalización de Variables	48
Tabla N°4. Tipología de Viviendas en las Zonas Características	66
Tabla N°5. Tipología de la Red de Media Tensión del Circuito de Distribución	70
Tabla N°6. Cantidad de Transformadores Conectados al Circuito de Distribución	70
Tabla N°7. Tipología de la Red de Media Tensión del Circuito de Distribución	70
Tabla N°8. División de Usuarios por Tipo de Uso de Energía Eléctrica	72
Tabla N°9. Datos Generales del Sitio Propuesto N°1	73
Tabla N°10. Datos Generales del Sitio Propuesto N°2	73
Tabla N°11. Datos Generales del Sitio Propuesto N°3	74
Tabla N°12. Datos Generales del Sitio Propuesto N°4	74
Tabla N°13. Datos de Campo vs Registros para Línea Base del Circuito	87
Tabla N°14. Registros Históricos de la Demanda del Circuito GTN3020	94
Tabla N°15. Relación Demanda vs Precio de Venta de la Energía	95
Tabla N°16. Demanda y Capacidad Instalada del Mercado Eléctrico	102
Tabla N°17. Potencial de Generación Solar en el Sitio (Mensual).....	103
Tabla N°18. Definición del Tamaño Optimo	108
Tabla N°19. Método Cualitativo por Puntos para la Macrolocalización	109
Tabla N°20. Factores Objetivos (FOi) Cuantificables	110
Tabla N°21. Peso de los Factores No Cuantificables (Wk).....	111
Tabla N°22. Importancia Relativa y los Factores Subjetivos (R).....	111
Tabla N°23. Peso de los Factores No Cuantificables (Wk).....	112
Tabla N°24. Inversiones en Obras Físicas de la Planta Solar	121

Tabla N°25. Inversiones en Equipos y Materiales para la Planta Solar.....	122
Tabla N°26. Inversiones en Equipos y Materiales para la Red Eléctrica	122
Tabla N°27. Balance de Personal y Remuneración Económica	125
Tabla N°28. Costos de Insumos, Operación y Mantenimiento.....	125
Tabla N°29. Valor en Libros de los Activos del Proyecto	138
Tabla N°30. Indicadores del Proyecto sin Financiamiento (Fondos Propios).....	139
Tabla N°31. Datos de la Situación Sin Proyecto y Con Proyecto	140
Tabla N°32. Indicadores para Evaluación Económica del Proyecto.....	141
Tabla N°33. Rendimiento de la Inversión sin Financiamiento.....	142
Tabla N°34. Elasticidad del VAN vs Precio//TD.....	142
Tabla N°35. Rendimiento de la Inversión en el Flujo Económico	143
Tabla N°36. Elasticidad del VAN vs Precio//TD.....	143
Tabla N°37. Flujo Neto de Efectivo con Fondos Propios	146
Tabla N°38. Flujo Económico del Proyecto	147

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración N°1. Frontera Técnica de Agentes Económicos	24
Ilustración N°2. Curva Estándar de Demanda y Generación a Nivel Nacional	25
Ilustración N°3. Generación de Energía por Tipo de Recursos	26
Ilustración N°4. Arquitectura de Red del Circuito de Distribución GTN3020	28
Ilustración N°5. Diagrama Unifilar Generación Distribuida (SIN)	32
Ilustración N°6. Clasificación del Sistema FV según su Aplicación	40
Ilustración N°7. Planta Solar FV La Trinidad (Conectada a Red)	41
Ilustración N°8. Órbita Elíptica Aparente del Sol	43
Ilustración N°9. Curva Típica Óptima de Radiación Solar Diaria	44

Ilustración N°10. Curva Equivalente de Radiación Solar y Hora Solar Pico (HSP).....	44
Ilustración N°11. Mapa de Irradiación Solar en Nicaragua	45
Ilustración N°12. Enfoque Explicativo Secuencial (DEXPLIS)	46
Ilustración N°13. Categorizar los Indicadores.....	54
Ilustración N°14. Proceso de Integración de los Datos	60
Ilustración N°15. Zonificación de Localidades Principales del Circuito GTN3020	67
Ilustración N°16. Recorrido de la Red de Media Tensión del Circuito GTN3020	71
Ilustración N°17. Propuestas de Sitios para la Instalación de Planta Solar	75
Ilustración N°18. Inspectores de Campo en el Levantamiento de El Cuestionario	76
Ilustración N°19. Generación Efectiva para Inyectar al Suministro Eléctrico.....	104
Ilustración N°20. Sitio Seleccionado por el Método de Evaluación de Factores	112
Ilustración N°21. Descripción del Proceso – Diagrama de la Planta Solar	114
Ilustración N°22. Descripción del Proceso – Diagrama General.....	114
Ilustración N°23. Estructura de Montaje de Paneles Fotovoltaicos	115
Ilustración N°24. String para Inversores DC/AC y Baterías DC de Ciclo Profundo.....	116
Ilustración N°25. Central Eléctrica (izq.) y Padmounted (der).....	117
Ilustración N°26. Antena o Torre Climatológica.....	117
Ilustración N°27. Reelectrificación en Sectores Rurales	118
Ilustración N°28. Flujograma del Proceso Propuesto.....	119
Ilustración N°29. Distribución de Paneles FV en Sistema Modular Estructurado.....	123
Ilustración N°30. Distribución de Planta – Ambientes Generales	124
Ilustración N°31. Modelo de Estructura Organizativa para la Ejecución del Proyecto	126
Ilustración N°32. Estructura de Descomposición de Trabajo- Fase Ejecución.....	127
Ilustración N°33. Ejemplo de Aplicación del Modelo Ruta Crítica	128
Ilustración N°34. Ejemplo de Aplicación de Diagrama de Gantt	129
Ilustración N°35. Modelo de Estructura Organizativa para la Operación del Proyecto	130

Ilustración N°36. Beneficios Económicos Logrados por la Liberación de Recursos	140
Ilustración N°37. Distribución Triangular del Valor de Inversión Inicial.....	144
Ilustración N°38. Distribución Triangular del Valor del Precio de Venta	144
Ilustración N°39. Distribución Triangular de Cantidad Generada	145
Ilustración N°40. Distribución Normal del VAN.....	145

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N°1. <i>Distribución Normal de Habitantes x Vivienda</i>	77
Gráfico N°2. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°2</i>	78
Gráfico N°3. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°3</i>	79
Gráfico N°4. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°4</i>	80
Gráfico N°5. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°5</i>	81
Gráfico N°6. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°6</i>	82
Gráfico N°7. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°7</i>	83
Gráfico N°8. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°8</i>	84
Gráfico N°9. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°9</i>	85
Gráfico N°10. <i>Resultados de la Muestra – Pregunta N°10</i>	86
Gráfico N°11. <i>Curva de Demanda de Grandes Consumidores y Circuito GTN3020</i>	90
Gráfico N°12. <i>Curva de Demanda Horaria Sin Grandes Consumidores</i>	91
Gráfico N°13. <i>Curva de Demanda Mensual Circuito GTN3020</i>	91
Gráfico N°14. <i>Curva de Energía Mensual Circuito GTN3020</i>	92
Gráfico N°15. <i>Curva de Demanda Mensual Circuito GTN3020</i>	92
Gráfico N°16. <i>Clasificación de la Demanda según la Tipología de Usuarios</i>	93
Gráfico N°17. <i>Clasificación de la Demanda según el Consumo de Energía</i>	93
Gráfico N°18. <i>Regresión Ajustada - Demanda y Precio de la Energía</i>	95

Gráfico N°19. <i>Curva de Demanda Domiciliar GTN3020</i>	96
Gráfico N°20. <i>Distribución de Energía en Bloques Horarios Días de Semana</i>	97
Gráfico N°21. <i>Distribución de Energía en Bloques Horarios Fines de Semana</i>	98
Gráfico N°22. <i>Distribución de Energía en Bloques Horarios en el Año.</i>	99
Gráfico N°23. <i>Balance de Energía del Circuito GTN3020</i>	100
Gráfico N°24. <i>Clasificación de la Oferta de Generación del Mercado Eléctrico</i>	101
Gráfico N°25. <i>Inyecciones de Energía por Bloque Horario y Tipo de Fuente</i>	102
Gráfico N°26. <i>Curva de Generación Proyectada y Curva de Demanda</i>	105
Gráfico N°27. <i>Curva de Equilibrio de Oferta y Demanda Circuito GTN3020</i>	106

INTRODUCCIÓN

En la última década Nicaragua ha incrementado paulatinamente su demanda de potencia y energía eléctrica, este incremento ha estado en dependencia de los cambios ocurridos en las actividades y estructuras económicas del país y el crecimiento vegetativo de los usuarios del servicio eléctrico (Membreño, 2015). Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), los planes que se han ejecutado en ese periodo han sido para atender los programas de ampliación a la cobertura del servicio eléctrico y expansión de generación eléctrica en Nicaragua.

Estos planes están entrelazados activamente con el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables (PNESER) y el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN), financiado por Organismos Internacionales desde el año 2010 y ejecutado por las Instituciones Nacionales para promover el acceso a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, generar condiciones para un cambio de la matriz energética, disminución de la pobreza de la región y contribuir en las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático (BID, 2010).

Para lograr estos objetivos se han definido una serie de componentes o ejes principales para evaluar proyectos de electrificación, extensión de redes, normalización de asentamientos, generación de energías renovable, eficiencia energética, mejoramiento del sistema de transmisión eléctrica y sostenibilidad de proyectos con fuentes renovables (BID, 2010)

Es a través del Plan de Expansión y Mejoramiento del Sistema de Transmisión Eléctrica que se inaugura la Subestación Eléctrica (SE) Guanacastillo, para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico a comunidades del municipio de Nindirí y Masaya, en especial a empresas de capital privado que han solicitado un aumento de carga de su servicio eléctrico y supera la cargabilidad existente del transformador de potencia que formaba parte de la Subestación Eléctrica (SE) Benjamín Zeledón en Masaya (ENATREL, Plan de Obras 2018 Tomo I, 2017).

La subestación eléctrica “Guanacastillo” está ubicada en la comunidad de Guanacastillo, en el km 36 carreteras hacia Masaya-Tipitapa en el municipio de Nindirí, Masaya. Es una de las nueve (9) subestaciones del sector sur de Nicaragua que comprende los departamentos de Masaya, Granada, Carazo y Rivas. Actualmente está conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la línea de alta tensión L8090 con tensión de 138 Kv (Kilovoltios), un transformador de potencia provisional de 6.25 MVA (Mega Volt-Amperios) y las salidas se conectan a los nuevos circuitos de distribución GTN3010 y GTN3020 con tensión de 7.6/13.8 Kv. (ENATREL, Plan de Obras 2018 Tomo I, 2017).

La investigación pretende indagar sobre la viabilidad de la construcción de una planta solar fotovoltaica conectada al circuito de distribución GTN3020 para aprovechar el potencial de energía renovable de la zona y beneficiar a las familias de estas comunidades rurales. La extensión lineal del circuito GTN3020 es de 67.2 km aproximadamente con una carga instalada de 9.277 KVA en 183 transformadores de distribución que provee del servicio eléctrico a 2.801 familias de las comunidades de Guanacastillo, Los Altos, Plan del Arenal, La Montañita, Los López, Las Pilas, Las Conchitas, entre otras.

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO SITUACIONAL

Este capítulo se presentan los primeros elementos que dan inicio a la investigación, se describe de forma general los antecedentes, justificaciones y el planteamiento del problema percibidos de primera instancia por el investigador y en el transcurso del tiempo es la chispa motivacional para el desarrollo investigativo, la búsqueda de una solución que atraviese el sistemático proceso metodológico.

1.1. Antecedentes

En la región centroamericana existe un interés por fomentar el uso de energías renovables fotovoltaicas en el abastecimiento eléctrico que beneficie las actividades económicas de sus naciones. *“Este beneficio significa que, el aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía, permitirá a la región ir sustituyendo paulatinamente el uso de combustibles fósiles y así contribuir a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero”* (BCIE, 2010).

Esta dinámica visionaria y arriesgada se ha concretado con la inversión de diferentes proyectos en países de Centroamérica, como Honduras (Planta Nacaome, U\$250MM), Guatemala (Planta Horus Energy, U\$100MM), El Salvador (Planta Bósforo, U\$125MM) y Panamá (Planta Ikakos, U\$48MM), que están inyectado al cambio de su matriz energética mayor capacidad del recurso solar como estrategias de futuro (BID, 2019).

Uno de los primeros informes de energía renovables en Nicaragua fue el realizado por la Cooperación Técnica Alemana (GTZ, actualmente GIZ) en el documento investigativo sobre *El Mercado de Energías Renovables en Nicaragua* del año 2005 que brinda una base sobre las mediciones de niveles de radiación solar en Nicaragua y destaca el potencial y la diversidad de fuentes renovables del país (Jochem, 2005). En el mismo año se publica la Ley N°532, Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables que promueve el desarrollo de nuevos proyectos estableciendo incentivos fiscales, económicos y financieros para tales fines.

Sin embargo, desde la publicación de la Ley N°532 y otros estudios de índole renovable, pocos proyectos de generación fotovoltaica se han ejecutado y conectado al SIN, destacando en el año 2013 la Planta Solar La Trinidad, en Diriamba, Carazo y el año 2017 la Planta Solar Fotovoltaica “Solaris” ubicada en Puerto Sandino, León.

Los proyectos más recientes, del tipo sistemas fotovoltaicos que se han ejecutado a través del PNER (ENATREL, Avance del Sector Energético PNER, 2019) han sido únicamente en comunidades de baja o nula capacidad de generación eléctrica. Así, en el año 2019 se inaugura la Planta Solar Corn Island (RACCS) con una potencia de 2.50MWp y una inversión de U\$5.9MM (cinco millones novecientos mil dólares norteamericanos), la Planta Híbrida de Generación Solar San Juan de Nicaragua en Rio San Juan con una potencia de 200kWp y una inversión de C\$1.40 MM (un millón cuatrocientos mil córdobas).

Según el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) la base fundamental para el crecimiento de inversiones tecnológicas e innovadoras en un país es el marco regulatorio y las políticas económicas, así lo afirman diferentes informes del sector energético cuando aseguran que *“la tasa de retorno sobre capital accionario estimada para inversiones en la industria eléctrica en Nicaragua es del orden del 23,5% y se sitúan entre las más altas de la región centroamericana, lo que es debido a la percepción de riesgo de inversión en el país”* (BCIE, 2010).

Estas políticas tienen efecto en el crecimiento del mercado eléctrico a través de leyes, normativas y resoluciones como la emitida por el Ministerio No. 002-DGERR-002-2017 publicada en abril de 2017 que establece los precios de referencia máximo de la generación de fuentes renovables de energía o la reciente Ley N°956 Ley de Eficiencia Energética que obliga al aprovechamiento y uso de los recursos energéticos en forma racional y eficiente. De igual manera, la Normativa de Generación Distribuida Renovable (NGDR) para Autoconsumo aprobada en 2017 y sus Anexos Técnicos en diciembre del año 2019, introduciendo por primera vez en el país los conceptos de la generación distribuida.

1.2. Planteamiento del Problema

Según las estadísticas del Instituto Nicaragüense de Energía (INE) al cierre del año 2019 los recursos más utilizados para la producción de energía eléctrica fueron 542,366 metros cúbicos de agua para la generación hidroeléctrica y 117,792 galones de fuel oil para la generación térmica. La base de la producción eléctrica en Nicaragua depende de los recursos hídricos cada año más deteriorados y de la volatilidad del precio de una materia prima de importación.

Las estadísticas también reflejan un crecimiento del 115% en las importaciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) pasando de 201 GWh en el año 2018 hasta 434 GWh en el año 2019, donde también se registraron pérdidas de energía en el sistema de distribución eléctrica de 19.1% que constituyeron 793 GWh para el país. Este es el entorno que afecta el sector eléctrico de Nicaragua y especialmente a los precios promedios de la energía eléctrica, incrementos de 11.56% sobrepasando los C\$6.52/Kwh en el año 2018 hasta C\$7.02/Kwh en el año 2019. El rubro tarifario más afectado en ese periodo fue el sector domiciliario con un incremento del 12.88% de los precios de la energía eléctrica.

El incremento gradual de los precios de la energía eléctrica y el deterioro paulatino del sistema de distribución eléctrica representan el mayor riesgo para la economía y seguridad de 2.801 familias de las comunidades rurales del municipio de Masaya que se encuentran conectadas eléctricamente al circuito de distribución GTN3020 y que ven afectados sus ingresos al punto de no tener como asumir ese costo y no poder pagar por la factura real.

Esta es una realidad que viven muchas zonas del territorio nacional, en especial comunidades rurales y grupos de asentamientos vulnerables. En ese sentido, esta investigación debe responder a la pregunta: ¿Cómo la generación de energías renovables puede lograr la sostenibilidad y la eficiencia del suministro eléctrico de estas comunidades?, explicar si la propuesta bajo el concepto de Generación Distribuida es viable y cómo puede aplicarse en las condiciones actuales.

1.3. Objetivos

1.3.2. Objetivo General

1. Realizar un estudio de prefactibilidad de la construcción de una planta solar fotovoltaica para el mejoramiento del suministro eléctrico de comunidades rurales del municipio de Masaya.

1.3.3. Objetivos Específicos

1. Identificar los principales elementos que están afectando el suministro eléctrico de las comunidades rurales de estudio para el diagnóstico de la situación actual.
2. Definir las características de la oferta y la demanda de la energía en las comunidades rurales de estudio para la determinación del segmento del mercado que asumirá el proyecto.
3. Determinar el sitio y el tamaño de la planta solar fotovoltaica a través de su análisis técnico para la esquematización de las actividades de ingeniería e implementación requeridas.
4. Evaluar la rentabilidad del proyecto a través de sus principales indicadores socioeconómicos.
5. Mencionar las medidas de mitigación ambientales necesarias para la protección de los recursos naturales que serán afectados en este proyecto.

1.4. Justificación

En correspondencia con los objetivos estratégicos del Plan de Desarrollo Humano de Nicaragua para garantizar el continuo crecimiento y aseguramiento del suministro de electricidad a las familias nicaragüenses, esta investigación asume una relevancia social a través de promover la ampliación de infraestructuras eléctricas, introducción de mejores tecnologías, transformación y diversidad de la matriz de generación eléctrica, así como el de ofrecer acceso a tecnologías energéticas menos contaminantes de combustibles fósiles en el territorio nacional.

En el orden de la relevancia académica la investigación toma como referencia los estudios de la ciencia en el campo de la ingeniería eléctrica, directamente sobre la generación de energía renovable solar del tipo fotovoltaica, especialmente en zonas geográficas que carecen de otros recursos naturales para su aprovechamiento y mejoramiento de las condiciones de distribución de la energía en busca de la sostenibilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos.

En el orden económico, la investigación revela un aporte al sector energético del país al indagar sobre la transformación de energías primarias renovables y la sustitución de energías más costosas de los bloques de programación del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), al ofrecer alternativas para la reducción de las importaciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), así como el saneamiento de pérdidas económicas por la deficiencia de los sistemas de distribución eléctrica.

Finalmente, la investigación tiene implicaciones prácticas para el campo del subsector energético porque señala a las autoridades locales y agentes económicos (Inversionistas, INE, MEM, Empresas Distribuidoras, Enatrel) la necesidad de fomentar un entorno participativo de propuestas y estudios capaces de trascender en el desarrollo comunitario y el bienestar de las familias nicaragüenses, aprovechando las condiciones de su entorno y del crecimiento práctico económico de este tipo de tecnologías.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan de forma general el marco de referencia y el sustento teórico para manejar y comprender la tesis de investigación. Las referencias se describen a través de citas textuales y bibliográficas de tesis, estudios, reseñas, leyes, trabajos de investigación y la misma experiencia de autores relacionados con el contenido de la tesis para fundamentar y validar el entorno y los cimientos investigativos. Los temas descritos están destinados a describir el fenómeno que se estudia y el ámbito donde se desarrolla.

2.1. El Suministro de Energía Eléctrica

La palabra “suministrar” se define como “*la acción de proveer a alguien de algo que necesita*” (RAE), es un verbo transitivo por lo que la acción exige la presencia de una persona u objeto directo para tener un significado completo, es decir; la acción de suministrar “algo” es la medida intrínseca que complementa total o parcialmente la necesidad que afecta al sujeto.

En Nicaragua, la Ley de la Industria Eléctrica (Ley N°272, 1998) determina el suministro eléctrico como el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica a los consumidores y grandes consumidores. Estas actividades están constituidas legalmente como *Actividades de la Industria Eléctrica*, anexando a estas actividades la comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.

Las actividades de la industria eléctrica están planificadas y ajustadas a diferentes normativas para lograr objetivos en seguridad, continuidad, calidad, eficiencia de los recursos, promoción del capital privado, protección de los derechos del usuario, prestación del servicio eléctrico y expansión de la capacidad de generación y tiene un carácter indispensable para el progreso del país y para satisfacer las necesidades de la población nicaragüense (Ley N°272, 1998).

En la división de estas actividades surgen los *Agentes Económicos*, quienes realizan las actividades de la industria eléctrica en su área de concesión o licencia, debidamente constituidos y regulados por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) y quienes gozan de derechos y obligaciones para sus actividades.

En este sentido, se establece una frontera técnica y administrativa en el marco de definir y gestionar la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica y un sistema centralizado para planificar la producción y la remuneración a los distintos agentes del mercado (Ley N°272, 1998).

2.2. Generación de Energía Eléctrica

Generar energía eléctrica “consiste en la producción de electricidad mediante el aprovechamiento y transformación de cualquier fuente energética” en las centrales generadoras, así se expresa en la (Ley N°272, 1998). Es permitida a los agentes económicos calificados y dedicados a la actividad de generación de energía, quienes podrán conectarse al Sistema Interconectado Nacional y desarrollar sus proyectos tomando como base el Plan de Expansión Indicativo elaborado por el Ministerio de Energía y Minas que considera la proyección de demanda, potencia, precios de combustible, cartera de proyectos entre otras disponibilidades de entrada y salida de centrales generadoras (MEM, 2018).

El sistema de transmisión eléctrica se define como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas conectadas desde las centrales generadoras hasta las redes de distribución a un nivel de voltaje mayor o igual a 69.0 Kv (Kilovoltios).

El sistema de distribución y comercialización de energía eléctrica se define como el conjunto de redes de baja y media tensión que inician en la subestación eléctrica y su recorrido proporciona energía a los transformadores de distribución y las acometidas de los consumidores (Ley N°272, 1998). Finalmente, se establece como agentes económicos a los grandes consumidores que presentan en su servicio eléctrico un nivel de voltaje igual o mayor a 13.8 Kv y una carga concentrada mayor a 2.000 kW (Kilowatts).

Los Agentes Económicos participan en la compra y venta de energía eléctrica dentro del mercado mayorista (mercado de ocasión y de contratos) y están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) constituyendo más del 95% de las operaciones de generación eléctrica del país.

Asimismo, el SIN permite la participación de Nicaragua dentro del Mercado Eléctrico Regional (MER) a través de la interconexión con el resto de países del istmo centroamericano y cuyas transacciones se ven representadas como importaciones y exportaciones en la macroeconomía del país (Ley N°272, 1998).

En la **Ilustración N°1** se describe el sistema convencional de transporte de la energía eléctrica en Nicaragua, el SIN actúa como un “puente” o “carretera” entre los diferentes productores y consumidores de energía que participan en el mercado. Las condiciones del entorno e intercambio comercial favorecen o desfavorecen la participación y competitividad de unos agentes económicos con otros e inciden directamente en los precios y la calidad del servicio (Ley N°272, 1998).

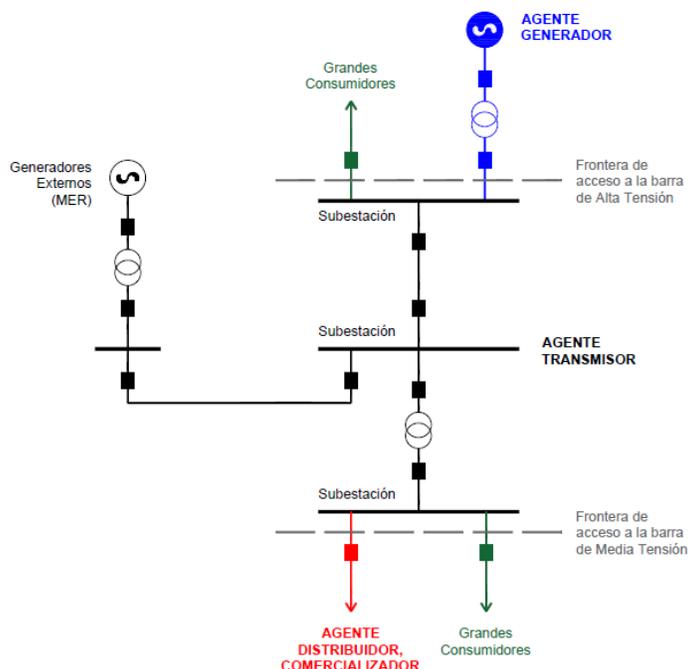


Ilustración N°1. Frontera Técnica de Agentes Económicos

Adaptado de *Frontera Técnica* [imagen], Enatrel

<http://www.enatrel.gob.ni/frontera-tecnica/>

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) al diseñar el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica coordina el aprovechamiento de los recursos energéticos para el cumplimiento de las estrategias del Plan Nacional de Desarrollo Humano del sector eléctrico del país.

En la **Ilustración N°2** se muestra el proceso del despacho económico del mercado mayorista que es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), quien ejerce como Ente Operador del mercado de acuerdo a los procedimientos definidos en la Normativa de Operaciones (Ley N°272, 1998).

Para (Portocarrero Argüello, Vega Rodríguez, & Espino Cruz, 2019) el despacho económico significa:

La programación de los generadores que estarán inyectando energía al sistema para cada hora del día y responde a un orden de mérito de acuerdo al costo de producción. Se prioriza la entrada de los generadores con menor costo y subsecuentemente entran los generadores de costo mayor hasta satisfacer la demanda en cada hora, tanto de potencia como de energía. Debido a que la demanda varía entre horas, para cada hora del día, habrá un costo total de generación en dependencia de los generadores que hayan sido despachados para satisfacer la demanda. (p.80)

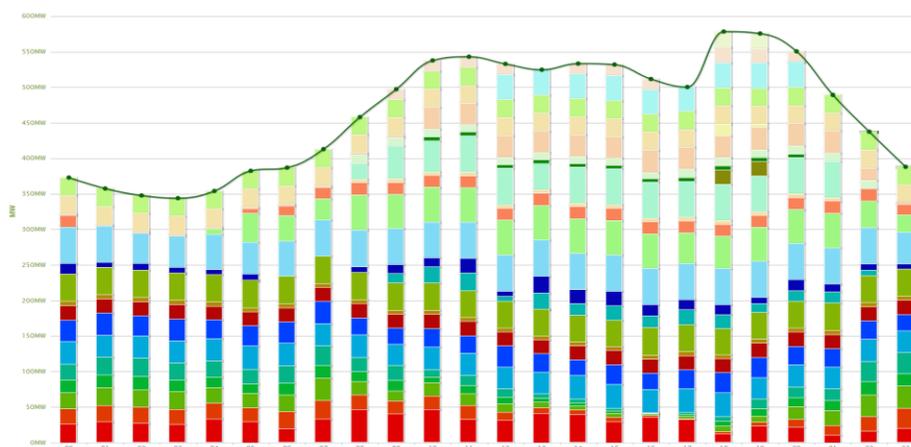


Ilustración N°2. Curva Estándar de Demanda y Generación a Nivel Nacional

Adaptado de *Despacho de Generación* [imagen], CNDC

<http://www.cndc.org.ni/graficos/CurvaDemanda/index.php>

Por lo tanto, la **Ilustración N°3** es el resultado del despacho económico para una cobertura de demanda horaria, diaria, mensual y anual, la combinación de los tipos de agentes generadores dan como resultado el menor precio de venta posible aprovechando las oportunidades del mercado y las condiciones del Sistema Interconectado Nacional. Los agentes generadores que ofrecen menores costos de generación tendrán ventaja de vender su producto durante la programación del CNDC en los diferentes bloques horarios siempre que cumplan los requerimientos de calidad y continuidad del suministro (MEM, 2018).

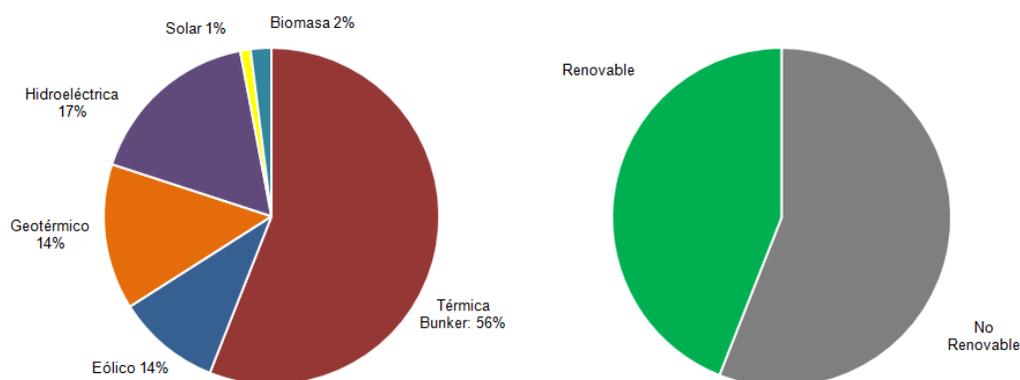


Ilustración N°3. Generación de Energía por Tipo de Recursos

Adaptado de *Despacho de Generación por Tipo de Recursos* [imagen], CNDC,

http://www.cndc.org.ni/graficos/graficaGeneracion_Tipo_TReal.php

El CNDC no puede programar otros agentes económicos que no estén en la estructura del mercado mayorista, es decir; los costos económicos que se obtienen en la programación es la mejor combinación que puede proponer el sistema con los recursos disponibles para satisfacer la demanda, independientemente de las consecuencias posteriores que pueda recaer sobre el precio de venta monómico de la energía eléctrica. Un ejemplo de esto son las importaciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), donde Nicaragua participa en busca de transacciones comerciales para obtener mejores precios de la energía, a pesar de tener una capacidad de potencia instalada que duplica la demanda máxima nacional (MEM, 2017).

Es evidente la dependencia en la programación de agentes generadores con recursos no renovables para la producción de electricidad y su relación con el incremento del precio de venta de la electricidad, este sobrecosto es necesario para robustecer y respaldar el sistema en caso de eventualidades (máxima demanda, mantenimientos, fallas en la red, salidas de emergencia, incapacidad de generación) que generalmente se ven atribuidas a energías renovables no despachable, es decir, a energías que no pueden ser utilizadas en cualquier momento (Portocarrero Argüello, Vega Rodríguez, & Espino Cruz, 2019).

Sin embargo, como se muestra en la **Tabla N°1** renovable tampoco parece dar un respiro a los precios de venta de la energía en el mercado mayorista, contrario al crecimiento en la última década en la generación de energías por fuentes renovables como la geotérmica (148%), eólica (288%) y biomasa (73%).

Tabla N°1. Relación Precio de Venta de la Energía y Tipo de Generación

Año	Precio de Venta (US\$/MWh)	Térmica (GWh)	Geotérmica (GWh)	Eólica (GWh)	Biomasa (GWh)	Hidroeléctrica (GWh)	Importaciones (GWh)
2010	140.2	2.261	302	163	384	503	10
2011	164.8	2.477	272	210	372	443	10
2012	164.9	2.277	523	329	453	417	20
2013	154.0	1.927	679	561	482	454	52
2014	132.8	1.989	662	846	491	394	22
2015	113.9	2.236	677	865	454	293	33
2016	129.4	2.145	705	729	533	425	204
2017	141.2	1.948	750	634	666	467	326

Nota: Adaptado de *Estadísticas Series Históricas*, INE

<https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/serie-historica/>

Para el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), los contratos y adendas de compra y venta de energía realizados entre los agentes generadores y distribuidores por energía comprometida (energía que si o si debe ser despachada), redefine los contratos de venta de la energía para rentabilizar la inversión y estabilizar los precios de mercado. Esto significa un incremento porcentual en el precio pactado en periodos de licencia (30 años aproximadamente) para el agente generador hasta alcanzar los 139.86 US\$/MWh, un precio similar al mercado mayorista.

2.3. Distribución de Energía Eléctrica

El diagrama de un sistema de distribución de energía eléctrica se muestra en la **Ilustración N°4**, es el conjunto de redes de baja y media tensión que inician en la subestación eléctrica y su recorrido proporciona energía a los transformadores de distribución y las acometidas de los consumidores (Ley N°272, 1998).

Según la (Ley N°272, 1998) esta actividad la realizan *“al suscribir contratos de compra-venta de energía eléctrica con generadores y con grandes consumidores, así mismo podrán comprar en el mercado de ocasión e importar”*.

El Agente Distribuidor facultado para esta actividad es la Empresa Distribuidora del Norte (DISNORTE) y Empresa Distribuidora del Sur (DISSUR) que tienen la concesión de distribución y comercialización de los circuitos eléctricos y está obligado a *“construir, instalar, operar y mantener sus instalaciones y equipos de tal forma que no constituyan peligro para la seguridad de las personas, de la propiedad y del medio ambiente”*.

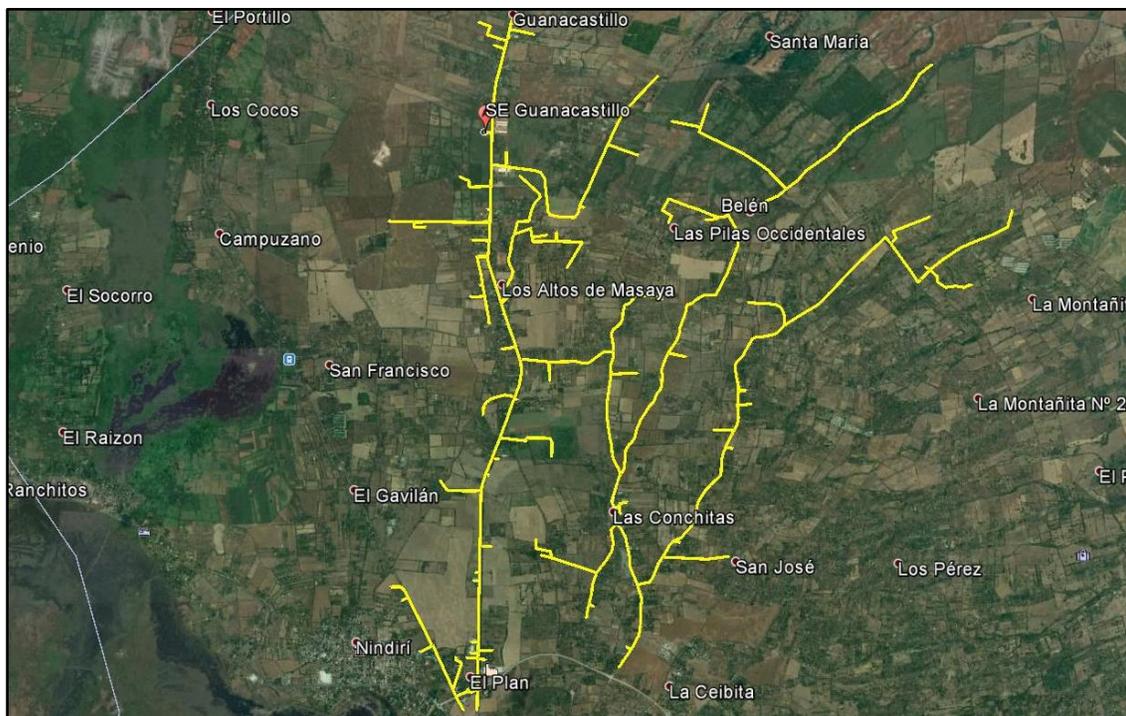


Ilustración N°4. Arquitectura de Red del Circuito de Distribución GTN3020

Adaptado de Sistema Base de Datos de Instalaciones, [imagen], Google Earth, Agente Distribuidor

Para estas actividades el Agente Distribuidora requiere un plan de inversiones a realizar en la red eléctrica para atender los asentimientos que provocan pérdidas por desvíos al sistema y la adopción de una legislación para evitar el fraude energético. Estos elementos fueron la antesala para la cooperación y financiamiento del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables (PNESER) y el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN) que se ha ejecutado en diferentes etapas desde el año 2010 y tiene como ejes principales la eficiencia y reducción de las pérdidas eléctricas en los sistemas.

Desde el punto de vista de eficiencia energética las pérdidas se explican como parte de la producción de cualquier actividad que no agrega valor al proceso, es todo lo adicional a lo mínimo necesario de recursos (materiales, equipos, personal, tecnología, tiempo, etc.) para fabricar un producto o prestar un servicio (Liker, 2004).

Las pérdidas de energía es la diferencia entre la electricidad extraída por las distribuidoras eléctricas y la facturación por venta de esa energía a sus clientes finales. Es decir, no toda la energía que se produce se vende o se factura, hay una proporción de la energía que no se contabiliza por los equipos de medición y no pueden ser objeto de cobro. De esta manera, se dividen las pérdidas eléctricas en técnicas y no técnicas (MEM, 2017).

Las pérdidas técnicas de un sistema corresponden a las pérdidas debido a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica dentro del sistema en que se encuentran (efecto joule, pérdidas en vacío, corrientes de Foucault y ciclos de histéresis) y si bien pueden ser reducidas, no pueden ser eliminadas y las pérdidas no técnicas son aquellas que comprenden fundamentalmente a las conexiones directas de los usuarios del servicio a la red sin medición de energía, a la adulteración de los equipos de medición para evitar la correcta facturación y las causadas por error en la contabilización de la energía (Ochoa Osorio, 2006). En este punto, ¿qué significado tiene que una empresa de servicio público tenga altas pérdidas en su gestión operativa?, ¿quién debería responsabilizarse?

En la Normativa de Tarifas se describen estas condiciones como parte de los componentes que integran los pliegos tarifarios, al considerar no solo los costos de adquisición de la energía y costos del servicio de transmisión, sino los costos reconocidos del sistema de distribución y comercialización para un prestador prudente y eficiente. Añade, los costos reconocidos del agente distribuidor se reflejan como la amortización de equipos y tasa de rentabilidad razonable con actividades similares nacional e internacionalmente, además agrega un componente fundamental, el solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.

Esta condición reincide aún más sobre los precios de la energía eléctrica, las actividades que deberían dinamizar el mercado en busca de precios competitivos y eficientes se ven afectados por la “regulación” y la “solvencia” de las actividades de los monopolios naturales del transporte de la energía, la eficiencia energética y su entorno institucional (Trebolle, 2006).

2.4. La Generación Distribuida Renovable

Existen diversidad de opiniones de autores sobre lo que debería considerarse un sistema de generación distribuida, percepciones que principalmente se diferencian por el tamaño de la instalación, propiedad, ubicación, tipo de fuente primaria, nivel de voltaje, potencia instalada, entre otros elementos que se aprecian mejor por servir de entrada para adaptarse a las legislaciones y regulaciones de cada país en específico.

Por el contrario, el concepto general de estas instalaciones en los sistemas de energía es sin duda unánime, agrupándose en la siguiente definición.

Según (Trebolle, 2006);

Se entiende por generación distribuida al conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos al consumo. (p.16)

La Normativa de Generación Distribuida (NGD) explica la generación distribuida como *“la generación de energía eléctrica en base a recursos renovables destinados al autoconsumo y conectada al sistema de distribución en baja o media tensión, que tienen un régimen de funcionamiento en paralelo (sincronizada) con la red de distribución”*.

También, se esclarece la condición de autoconsumo como el abastecimiento propio o de las instalaciones internas del sistema. Es un punto importante que debe revisarse, porque la generación distribuida no tendría una conexión directa sobre el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica sino dependería de las condiciones de las instalaciones internas del circuito de distribución para el dimensionamiento de la misma.

Debido a lo anterior, se redefinen cuatro (4) elementos importantes para comprender el propósito de una instalación de generación distribuida (Trebolle, 2006):

- No ser planificadas centralmente, la planificación debe ser local, in situ, atendiendo las condiciones del entorno y los requerimientos de factibilidad del sistema.
- No ser despachadas o programadas centralmente, aprovechar los recursos y no sobre explotarlos. Una generación con 100% energías renovables no es rentable por la inversión que requiere, ser un complemento a la medida beneficia más que ser un sustituto costoso.
- Usualmente conectadas a los circuitos de distribución, ver **Ilustración N°5**, tendrán características y condiciones diferentes según las características y alcance de cada circuito.
- Pequeños generadores (1MW – 5MW) para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios, destinados para desarrollar al consumidor local.

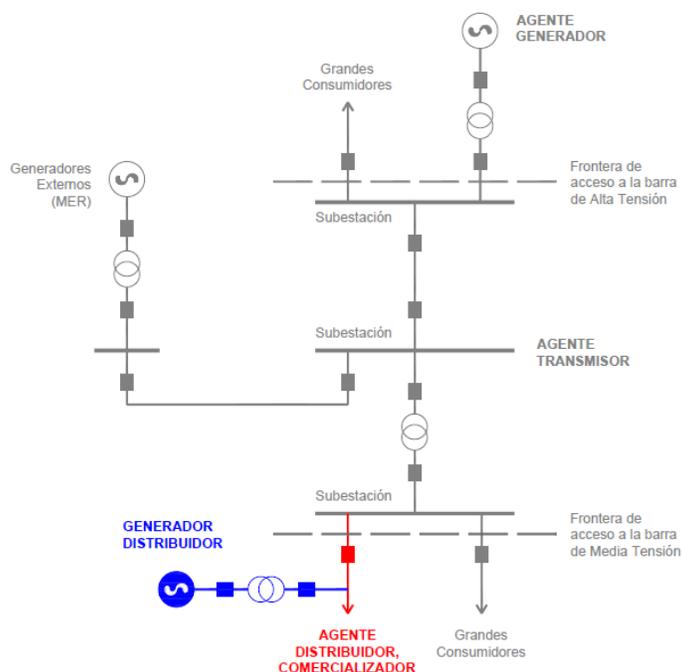


Ilustración N°5. Diagrama Unifilar Generación Distribuida (SIN)

Adaptado de *Frontera Técnica* [imagen], Enatrel

<http://www.enatrel.gob.ni/frontera-tecnica/>

Tradicionalmente, los proyectos eléctricos han sido concebidos para satisfacer necesidades propias de los agentes económicos, como los proyectos de generación eléctrica que satisface la demanda e incrementa la oferta existente, proyectos de transmisión que amplían la cobertura y aseguramiento del servicio eléctrico y proyectos de distribución que integran nuevos usuarios del servicio eléctrico (Portocarrero Argüello, Vega Rodríguez, & Espino Cruz, 2019).

No obstante, los proyectos de generación distribuida requieren la atención y el trabajo coordinado de los tres agentes económicos principales, conocer el entorno local, las características y condiciones de la red eléctrica para obtener un modelo acertado y facilitar la toma de decisiones a la medida de las oportunidades de los sectores beneficiados (Rojas Zerpa, 2012).

2.5. Energías Renovables y Crecimiento Económico

Uno de los principales objetivos del Programa Nacional de Desarrollo Humano de Nicaragua (PNDH), en el ámbito del sector energético, es el de garantizar a los nicaragüenses el acceso a una energía *asequible*, segura, *sostenible* y moderna. La Real Academia Española (RAE) define la palabra *asequible* como algo “*que puede conseguirse o alcanzarse*” y la palabra *sostenible* como algo “*que se puede sostener, [desarrollo, evolución] que es compatible con los recursos de que dispone una región, una sociedad, etc.*”

La sostenibilidad del sector eléctrico de Nicaragua no es una condición que puede lograrse de forma inmediata, principalmente en sectores desprotegidos o carentes de posibilidades de iniciativa a mediano y largo plazo, las condiciones urgentes casi nunca dan lugar a lo importante y los recursos finitos e innumerables necesidades no dan paso al cambio o la innovación (Membreño, 2015).

Esta afirmación fue parte del informe de Monitoreo y Eficiencia Energética en Nicaragua por parte de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) y bajo la coordinación del Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua.

Por otra parte, tampoco se puede predecir con exactitud que las naciones previstas de grandes recursos energéticos tengan la capacidad de explotar estos recursos de forma saludable y que el uso de estos recursos realmente se refleje en un crecimiento económico paulatino (Caraballo Pou & Garcia Simón, 2017).

Son tantas las variables que están relacionadas con el crecimiento económico de un país, que únicamente con cambiar un poco la selección de variables podemos obtener resultados diferentes, la diferencia entre los modelos económicos actuales y los clásicos, los periodos de tiempo estudiados y la actualización de la fuente de datos, la metodología econométrica empleada, entre muchas variables medibles y no medibles, dan resultados difíciles de atribuir a un único rubro económico (Caraballo Pou & Garcia Simón, 2017).

Por su parte, (Ortiz Calderon, 2015) sintetiza:

Es innegable la contribución de las energías renovables al desarrollo económico de cualquier medio humano puesto que significa inversión, que este crecimiento económico crea empleo y ayuda a mantener los equilibrios sociales, además, que éste desarrollo económico y social es compatible y respetuoso con el medio natural en el que los seres humanos nos desarrollamos social y económicamente. (p.5)

El informe de CEPAL sobre Nicaragua se fundamenta con una gran recopilación de datos brindados por diferentes sectores e instituciones del país, concluyendo que las energías representan una contribución directa en el crecimiento económico y la generación de riqueza, principalmente si se obtiene el apoyo de cuatro ejes fundamentales para la sostenibilidad (Membreño, 2015).

- *La política energética*, permitirá la seguridad energética, reducción de las vulnerabilidades, participación y respeto a la voluntad ciudadana.
- *La eficiencia energética*, promoverá la productividad y uso de la energía para mayor cantidad de servicios por unidad de energía consumida.
- *El comportamiento social*, permitirá incrementar la cobertura de los requerimientos básicos de energía esencial para reducir las brechas de la inequidad social.
- El cuidado del *medio ambiente* procurará una explotación racional de los recursos naturales energéticos.

2.5.1. Las Políticas Energéticas Renovables

La legislación de las energías renovables está de manifiesto en la Ley N°532 (2005) Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables y tiene como objetivo principal, “*promover el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica con fuentes renovables, estableciendo incentivos fiscales, económicos y financieros que contribuyan a dicho desarrollo, dentro de un marco de aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos renovables*”.

A inicios del año 2017 el MEM actualiza la banda de precios de referencia de la **Tabla N°2** para las nuevas contrataciones de generación de energía con fuentes renovables a través del Resolución Ministerial No. 002-DGERR-002-2017.

Tabla N°2. Banda de Precios de Referencia

Fuente	Precio Máximo (US\$/MWh)
Eólica	80
Geotérmica	92
Biomasa	80
Hidroeléctrica a filo de agua	107
Térmica*	170
Solar	70

Nota: Adaptado de *Resolución Ministerial No. 002-DGERR-002-2017*

* Se anexa como referencia el precio de venta del Mwh para una Planta Térmica

En el mismo año se aprueba la Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo y en diciembre del año 2019 su Anexo Técnico. La Normativa prácticamente es de reciente aprobación y en el mejor de los casos significaría la creación de un nuevo mercado minorista del sector eléctrico.

La Normativa presenta definiciones, requisitos, criterios, responsabilidades y procedimientos que se deben cumplir ante el Agente Distribuidor para la instalación de nuevos generadores distribuidos. Aunque la Normativa esclarece el propósito de estas instalaciones para autoconsumo o el abastecimiento propio, también describe como parte de sus objetivos el definir los criterios técnicos para instalaciones del tipo generación distribuida.

Las normativas energéticas deben tener como propósito influir en el crecimiento económico a través de garantizar la sostenibilidad y beneficiar a la población. Las variaciones de los precios de la energía provocan variaciones en el crecimiento y consumo, que influye directamente en el crecimiento económico (Marroquín Arreola & Rios Bolivar, 2017).

La afirmación por parte de (Marroquín Arreola & Rios Bolivar, 2017) se ve explicada por (Mankiw, 2002):

Quando se analiza la oferta y la demanda juntas de un mercado se puede observar una situación de equilibrio (situación en la que la oferta y demanda se igualan) y donde la cantidad del bien que los compradores quieren y pueden comprar es exactamente igual a la cantidad que los vendedores quieren y pueden vender. En esta situación el precio es el equilibrador del mercado y todos los agentes de mercado están satisfechos. (p.50)

En definitiva, los precios de referencia para la venta de energías renovables influyen de manera sustancial para cualquier proyecto de generación eléctrica, el valor del dinero se reduce significativamente con el riesgo que se percibe del entorno, por el cual el precio es clave, de la misma manera el costo de oportunidad aumenta llevándose la inversión a otro sitio (Meza Orozco, 2013).

Sin embargo, una vez que se definen los precios no deberían formar parte de ningún problema; es decir, las condiciones de los precios ya están legisladas, por lo tanto, atraer la inversión de nuevos proyectos va requerir de esfuerzos por maximizar sus beneficios, no únicamente el beneficio financiero como la tasa, el interés o amortización de la inversión sino el beneficio socioeconómico para el país y los involucrados del proyecto (Meza Orozco, 2013).

2.5.2. El Diagnóstico para la Eficiencia Energética

Según la RAE la palabra “diagnóstico” viene del verbo griego *diagnōstikós*, “*perteneciente o relativo a la diagnosis (adj.), acción o efecto de diagnosticar, determinación de la naturaleza o estado de una enfermedad mediante la observación de sus síntomas*”.

Es una actividad que fácilmente va asociada a estudios de diferentes especialidades como una herramienta para detectar y reconocer las causas principales de algún problema, necesidad u oportunidad de manera que se puedan enfocar los esfuerzos en buscar las medidas más efectivas y evitar el desperdicio de energía, tiempo y dinero.

De forma general y en el campo de los sistemas de gestión energética, la Organización Internacional de Normalización (ISO) en su Norma 50001, explica que la planificación de un diagnóstico energético requiere tres etapas que consisten en la identificación, análisis y oportunidades de mejora. El diagnóstico es un paso de la planificación del sistema de gestión energética que estará supeditada a la recopilación de la información, a la capacidad de análisis de la información y fundamentalmente a los recursos disponibles.

Esta parte representa el elemento más importante del diagnóstico de un proyecto eléctrico según la valoración de la Norma Internacional, donde no exige los esfuerzos para realizar una buena identificación (se debe identificar lo mejor posible), tampoco exige de un correcto análisis o capacidad de interpretar la información, sin embargo, establece una brecha tolerante para resolver el problema a la medida de las posibilidades, dejando como meta a corto, mediano o largo plazo, la situación ideal si no existen los recursos suficientes.

De esta manera, la gestión energética o eficiencia energética se ve representada como el camino hacia la meta y no la meta misma. Un hábito que transforma la percepción humana, promueve el ahorro de los recursos y activa la innovación.

2.5.3. El Compromiso Social de Comunidades Rurales

A priori, una de las características generales de las comunidades rurales es que se desarrollan en el campo y alejado de los cascos urbanos. Algunas normativas ambientales dividen la población rural en dos segmentos (rural concentrado y rural disperso) y le atribuyen diferencias por su comportamiento en la tasa de crecimiento poblacional, actividad socioeconómica, infraestructuras y servicios básicos.

Sin embargo, más allá de estas características físicas, la brecha determinante que caracteriza estas poblaciones es la desigualdad económica. Desigualdad que para muchos países y organismos internacionales se mide por el nivel de ingreso, consumo y el poder local que se distribuye en estos grupos poblacionales, pero que en la mayoría de los casos no reflejan una realidad inclusiva (Gómez, 2012).

Según el PNUD y BID, la pobreza a nivel mundial significa: *“la negación de oportunidades fundamentales para el desarrollo humano”* y *“la privación del bienestar”* respectivamente.

Sin embargo, más allá de tener una definición general de pobreza, la metodología con que se abordan las características multidimensionales de este fenómeno es lo que va contribuir a la superación de la pobreza, es decir; la pobreza no es homóloga, tiene pies y cabeza, privaciones, signos, tendencias, medio ambiente, sesgo de género y todas difieren de su estructura social (Gómez, 2012).

Los aportes conclusivos sobre este tema explican que no solamente es urgente profundizar sobre la magnitud y aspectos de la pobreza en las comunidades vulnerables, sino de forma recíproca justificar la necesidad del compromiso y la reflexión misma de estos grupos poblacionales para hacerse cargo de su situación de pobreza de forma responsable e incluso de forma sacrificada. De esta manera poder fomentar una percepción local acertada a las instituciones estatales y crear una sociedad incluyente y proyectos sostenibles en beneficio de su propio desarrollo (Gómez, 2012).

2.5.4. La Conservación del Medio Ambiente

El cuidado del medio ambiente es uno de los principales elementos de sostenibilidad para cualquier proyecto, según la (Ley N°272, 1998) estas disposiciones y normas técnicas están a cargo del Instituto Nicaragüense de Energía (INE) y el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARENA) y consiste en el conjunto de acciones de prevención, control y mitigación del deterioro del medio ambiente, que deben acompañar el desarrollo de un proyecto, a fin de asegurar el uso sostenible de los recursos naturales involucrados y la protección del medio ambiente.

Algunas ventajas en la selección de fuentes de energías renovables radican en que constituyen unos recursos ilimitados y muy abundantes, no producen gases de efecto invernadero, tienen un bajo impacto ambiental, contribuyen a disminuir la dependencia energética de un país con respecto a otros, no poseen un alto riesgo de desastre en caso de accidente, favorece la producción de energía a pequeña y gran escala, fomenta el desarrollo tecnológico y la creación de nuevos puestos de trabajo

Sin embargo, no es el argumento de esta investigación resaltar las ventajas de las fuentes renovables de energía unas con otras, por considerar que cada caso tiene particularidades diferentes en la resolución de sus problemas y requiere una comparación de mayor profundidad, sino definir la legislación para los proyectos de generación eléctrica y las medidas de mitigación que deben concretarse en las etapas de planificación, construcción, operación y abandono de las obras de un proyecto, así como las sanciones a los agente económico como multas, intervenciones, revocación de contratos por perjuicios e infracciones al reglamento (Ley N°272, 1998).

Para la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) parte de estas medidas y acciones de mitigación ambientales están orientadas al control de los efectos negativos generados por movimientos de tierra, actividades de instalaciones de equipos, manejo de residuos y señalización para la seguridad de la ciudadanía.

2.6. La Energía Solar Fotovoltaica

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua (Perpiñán Lamigueiro, 2013).

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican como la

Ilustración N°6., según su aplicación en campo:

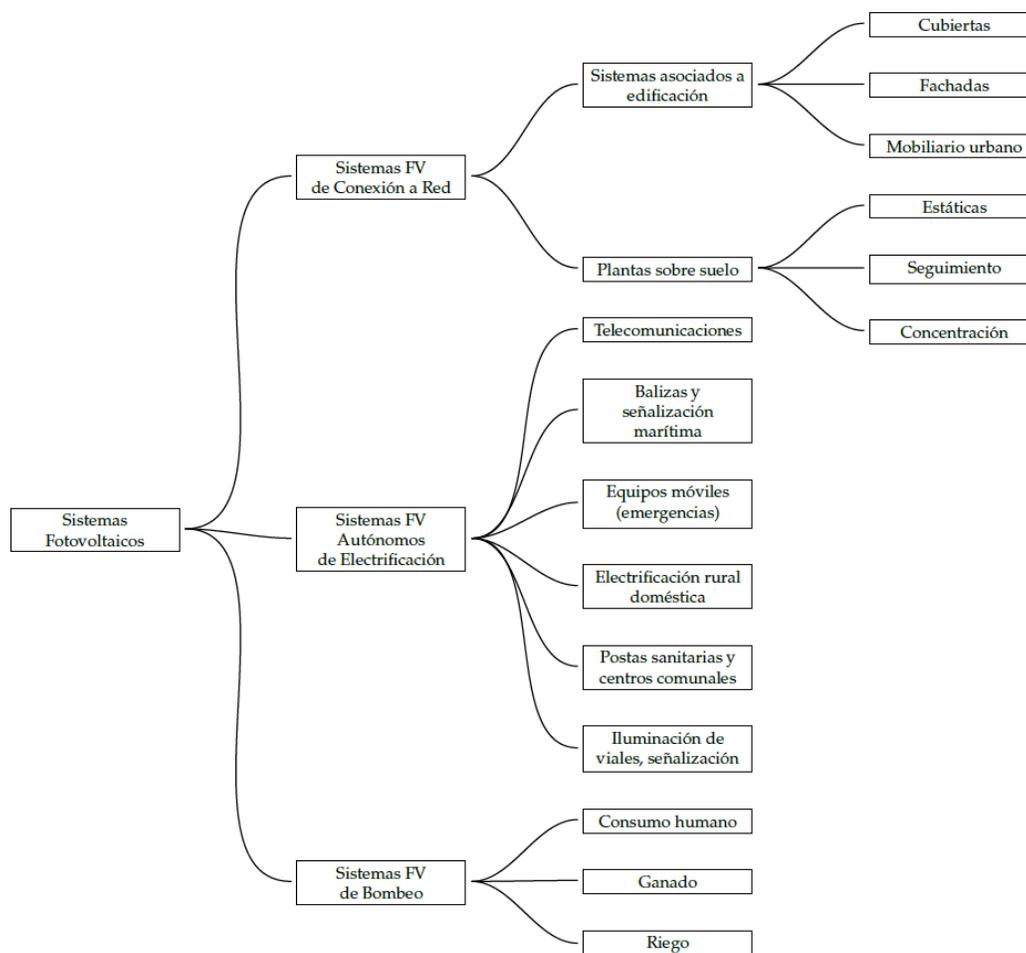


Ilustración N°6. Clasificación del Sistema FV según su Aplicación
 Adaptado de *Energía Solar Fotovoltaica*, [imagen pág. 2], Oscar Perpiñán Lamigueiro

Para efectos de esta investigación, el sistema fotovoltaico de conexión a red de aplicación en suelo tipo estática es el que se abordará en este trabajo, por considerar que representa fielmente la aplicación y el propósito del caso de estudio (Perpiñán Lamigueiro, 2013).

2.6.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR)

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema que tiene como función producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional (Perpiñán Lamigueiro, 2013).

La configuración de los equipos de un SFCR puede variar, sin embargo, se resume en el emplazamiento del generador fotovoltaico como en la **Ilustración N°7**, el inversor DC/AC, las protecciones eléctricas y el transformador de voltaje para conectarse a la red.

Esto significa que una instalación SFCR no requiere acumuladores de energía (baterías de ciclo profundo para sistemas solares) de gran inversión para horas de no generación, sino que es parte complementaria del sistema donde se conecta, pudiendo presentar otros requerimientos para este fin.



Ilustración N°7. Planta Solar FV La Trinidad (Conectada a Red)

Adaptado Archivo, [imagen], MEM

Para (Perpiñán Lamigueiro, 2013):

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensen al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red. (p.61)

Para esta condición, las fronteras de los Agentes Económicos deben estar monitoreadas y controladas con un sistema de medición capaz de medir el flujo de las intensidades en ambas direcciones del circuito eléctrico, a fin que los registros de generación, transporte y distribución sean controlados adecuadamente.

Concluye (Perpiñán Lamigueiro, 2013) sobre este punto:

La interacción entre el SFCR, el consumo y la red eléctrica bajo este mecanismo de retribución favorece la generación distribuida y la gestión de la demanda. El diseño de un SFCR en el contexto de este mecanismo debe incluir el consumo asociado como una variable adicional que condiciona el tamaño del generador fotovoltaico. (p.62)

La instalación de la planta solar será el complemento del circuito de distribución para la generación de energía y su tamaño estará definido por la demanda del circuito, la capacidad de carga del circuito y los requerimientos de la tecnología utilizada, para aprovechar el recurso renovable en el horario de mayor capacidad sin desestabilizar el servicio.

2.6.2. La Fuente de Energía

Es de conocimiento general que la fuente de la energía solar fotovoltaica es el astro Sol. Para efectos de la investigación abordaremos los aspectos prácticos y cuantitativos de la energía del Sol sin profundizar en el fenómeno fotoeléctrico que se ocasiona. El parámetro más importante de una fuente de energía es la capacidad de generación, según (PROGENSA, 2009) la energía solar *“representa una cantidad muy grande en comparación con la energía que necesitamos para mantener nuestra civilización”* y atribuye los principales retos a la dificultad de aprovecharla.

La cantidad de energía solar que llega a la atmósfera corresponde a una potencia de $1400\text{W}/\text{m}^2$, llegando a reducirse hasta $1000\text{W}/\text{m}^2$, según las condiciones de cada sitio (ubicación, posición, temperatura, clima, etc.) Este dato es muy importante porque representa la mayor captación de potencia por metro cuadrado en las mejores circunstancias posibles en el suelo y con las mejores condiciones para su aprovechamiento (PROGENSA, 2009).

Para deducirlo fácilmente, podemos imaginar un modelo ficticio, donde “el Sol se comporta como una luminaria (ver **Ilustración N°8**), que se eleva en el cielo todos los días desde el Este hacia el Oeste, describiendo una forma de arco según la época del año” (PROGENSA, 2009).

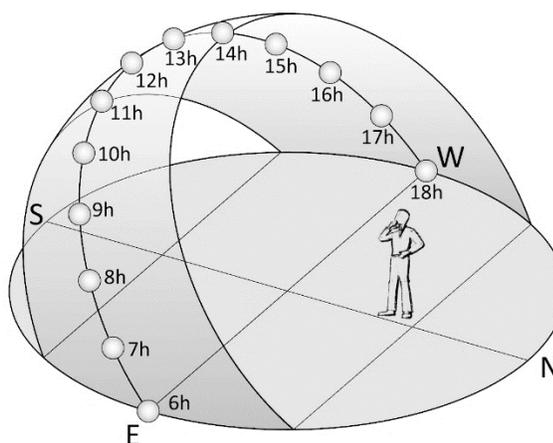


Ilustración N°8. Órbita Elíptica Aparente del Sol

Adaptado *Energía Solar. Aplicaciones Prácticas*, [imagen], PROGENSA

La **Ilustración N°9** describe el comportamiento de la curva de generación estándar de un sistema fotovoltaico ideal, sin tomar en cuenta las variables que influyen durante el día, la magnitud de la radiación solar a diferentes horas y sus pérdidas de generación.



Ilustración N°9. Curva Típica Óptima de Radiación Solar Diaria
 Adaptado Promedio Radiación Solar, [imagen], <https://www.pveducation.org/>

Para efectos prácticos, la radiación solar tiene su equivalencia a Hora Solar Pico (HSP) que es la representación equitativa de la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie en el suelo como se muestra en la **Ilustración N°10**. En otras palabras, si en el sitio del proyecto existen 5 HSP es equivalente a considerar 5 horas de sol continua que se están proyectando a razón de 1000W/m² y su área es equivalente a la curva de radiación solar prevista (PROGENSA, 2009).

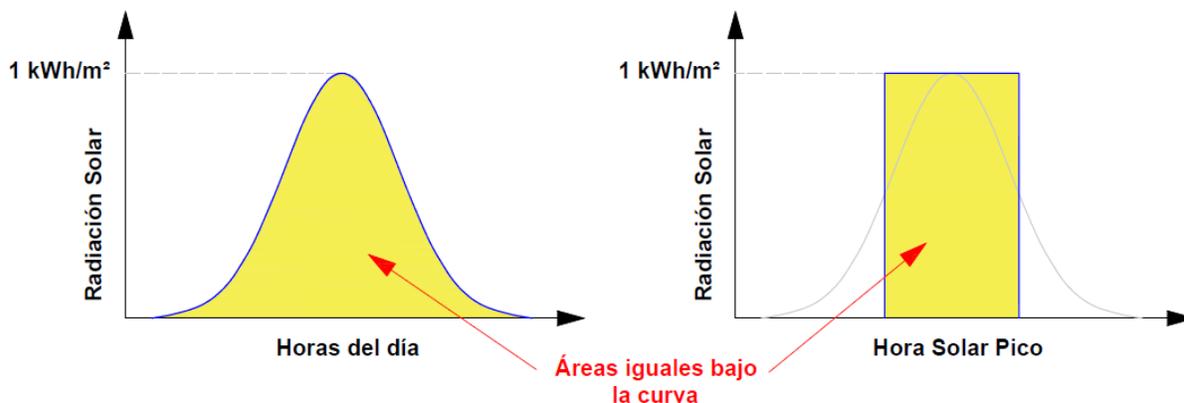


Ilustración N°10. Curva Equivalente de Radiación Solar y Hora Solar Pico (HSP)
 Adaptado Promedio Radiación Solar, [imagen], <https://www.pveducation.org/>

Los valores de radiación solar en Nicaragua varían según los factores externos que influyen en la captación del recurso, cada sitio tiene sus HPS particulares a lo largo del día, meses y años como se aprecia en la **Ilustración N°11**.

La capacidad también está acompañada de las pérdidas de generación, ángulo de inclinación, tipo de tecnología, entre muchos factores del dimensionamiento, sin embargo, esta tecnología no es reciente y la mayor parte de los inconvenientes han sido desarrollados y superados hasta alcanzar avances prácticos de gran trascendencia.

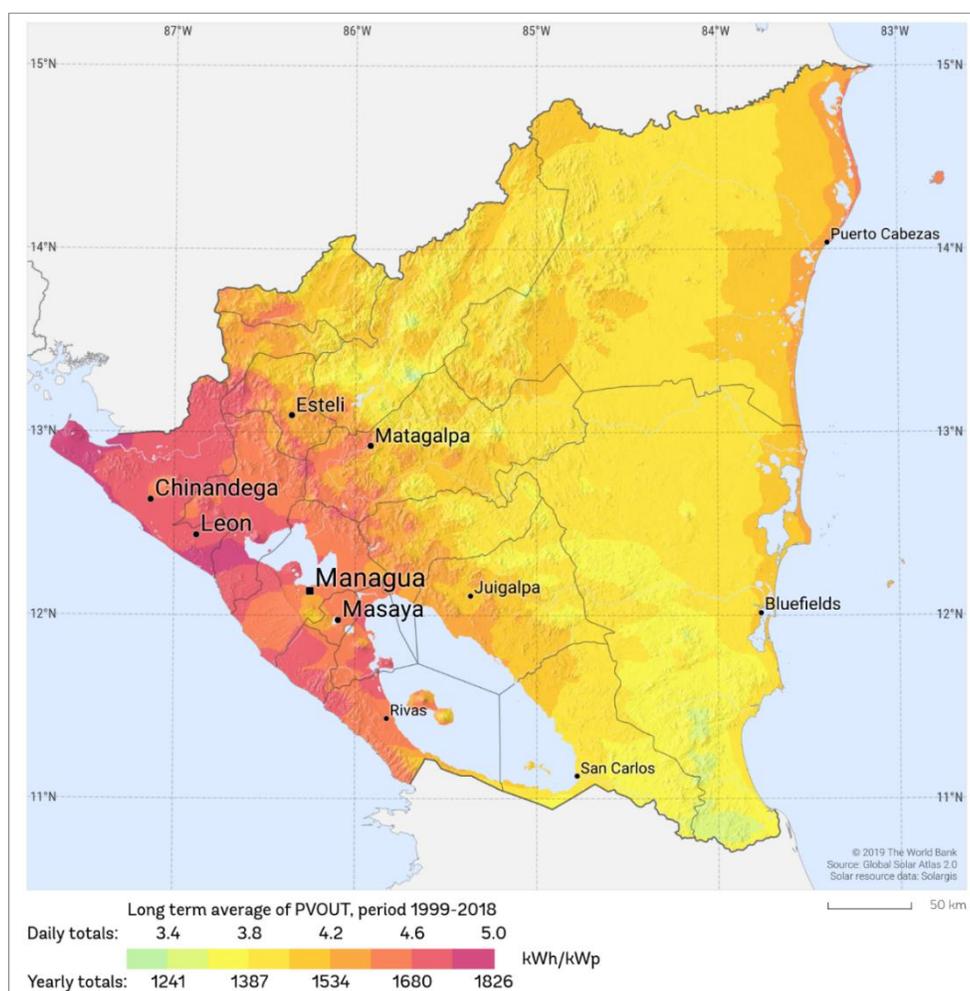


Ilustración N°11. Mapa de Irradiación Solar en Nicaragua
Adaptado Photovoltaic Software, [Imagen], SolarGis

CAPÍTULO III. DISEÑO METODOLÓGICO

En este capítulo se define el enfoque y el contexto de la investigación, las actividades y procedimientos utilizados para construir el plan investigativo. También, contiene la selección de la muestra, el dimensionamiento de las variables, el uso de técnicas e instrumentos para la recolección de datos, así como el proceso de análisis de estos datos para la creación de conocimiento. En definitiva, servirá de guía para entender el proceso realizado en la búsqueda de los objetivos planteados.

3.1. Enfoque de Investigación

La investigación toma un enfoque mixto a partir de un diseño explicativo secuencial de tipo transversal, planteado por el Dr. Hernández Sampieri en su libro sobre Metodología de la Investigación (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014). Es debido al fenómeno que se estudia que la investigación requiere vincular datos cuantitativos y cualitativos a fin de enriquecer y corroborar los resultados encontrados (véase la **Ilustración N°12**).

El autor se refiere al enfoque mixto como un procedimiento natural y explica el fenómeno de estudio como un paciente con historial clínico que requiere un diagnóstico según sus síntomas. Así, expresa que el proceso investigativo desde el enfoque mixto se basa principalmente en la búsqueda del problema y según las circunstancias encontradas, adaptar las estrategias a seguir (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).



Ilustración N°12. Enfoque Explicativo Secuencial (DEXPLIS)
 Adaptado de *Metodología de la Investigación*, [imagen], Hernández-Sampieri

3.2. Contexto de Investigación

El contexto de la investigación se desarrolla en la búsqueda de elementos de identificación de las condiciones actuales del abastecimiento eléctrico de 2.801 familias de comunidades rurales del municipio de Masaya y Nindirí, que se encuentran conectadas eléctricamente al circuito de distribución GTN3020, concesión del Agente Distribuidor de Energía.

En estas circunstancias se introduce la propuesta de instalar una planta solar fotovoltaica para aprovechar la fuente de recursos renovables disponibles e inyectar la generación de energía al flujo de la demanda como complemento del abastecimiento eléctrico y con el propósito de mejorar el servicio eléctrico existente.

A medida que se identifican los factores de campo y se describen las características de la población de estudio, se van esclareciendo las variables de investigación y la selección de una propuesta más ajustada y coherente con la problemática identificada. Esta selección principalmente radica en la sostenibilidad del sistema y la capacidad de intercambiar adecuadamente los beneficios del mercado eléctrico que resultan del mejoramiento del servicio eléctrico.

Los precios asequibles de la energía, la calidad del servicio y la reducción de las pérdidas energéticas del sistema de distribución es el argumento de la investigación para justificar el saneamiento del sistema, el crecimiento de las comunidades de estudio y la satisfacción de la población con el servicio de energía. Estas condiciones dependen fundamentalmente de la relación interinstitucional e interempresarial de los agentes económicos con la población objetivo.

Esta investigación está lejos de pretender antagonismo con la dinámica convencional del sector eléctrico, sin embargo, promueve el esfuerzo de los proyectos que trabajan en paralelo con la realidad observada y que sea capaz de reunir el interés efectivo de los principales agentes económicos del mercado eléctrico.

3.3. Operacionalización de Variables

Se definen las variables de estudio a partir del objetivo general de la investigación como se representa en la **Tabla N°3: Determinar la prefactibilidad de la construcción de una planta solar fotovoltaica para el mejoramiento del suministro eléctrico de comunidades rurales del municipio de Masaya.**

Tabla N°3. Matriz de Operacionalización de Variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensión	Indicadores
Generación Energía Solar Fotovoltaica	Es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenido a partir de la radiación solar mediante dispositivos de tipo semiconductor llamado célula fotovoltaica.	Es el componente del sistema eléctrico que aporta de forma complementaria una generación de energía sostenible y asequible y estará conectada al circuito de distribución existente.	Ubicación	Coordenadas geodésicas
				Hora Solar Pico (Meses, Año)
			Tamaño	Terreno (m ² , mz ²)
				Potencia instalada (Mwh)
Capacidad	Curva de generación (Kwh)			
	Energía generada (Mwh)			
Distribución de Energía Eléctrica	Es la parte del suministro eléctrico que sirve de transporte de la electricidad desde la subestación eléctrica hasta los usuarios finales	Es el componente del sistema eléctrico que por su facilidad y acceso presenta mayor vulnerabilidad a las pérdidas de energía, al deterioro de sus elementos y del servicio prestado.	Infraestructura	Tipología de red MT
				Tipología de red BT
				Curva de demanda
				Balance de Energías (Mwh)
			Servicio eléctrico	Cant/Usuarios
				Uso de la energía
				Consumo eléctrico (Kwh)
				Facturación y Cobro (%)
Calidad				
Comunidades Rurales	Es la población que se desarrolla en el campo y alejado de los cascos urbanos y se encuentran en una situación de riesgo o desventaja.	Representan los principales involucrados que están sumergidos en el contexto de la investigación y se requiere conocer su situación actual para intervenir en busca de mejores condiciones del suministro eléctrico.	Localidades	Nombres
				Agrupaciones
			Viviendas	Tipología
				Cantidad
				Accesibilidad
			Otros servicios demandados	Cantidad de Escuelas
				Cantidad de Pozos de agua
				Cantidad de Centro de Salud
Prefactibilidad del Proyecto	Es un análisis en la etapa preliminar de un proyecto potencial, que se realiza para determinar si valdría el esfuerzo proceder a la etapa de estudio de factibilidad.	Es el análisis que va a reunir los costos y beneficios del proyecto según la propuesta planteada para la problemática identificada.	Prefactibilidad del Proyecto	Análisis del mercado
				Análisis Técnico
				Análisis Financiero
				Medidas ambientales
				Condiciones legales

Nota: *Elaboración Propia*

3.4. Sujetos de Investigación

Constituyen las personas u objetos que fueron investigados y que existe un interés por parte del investigador por observar y recopilar datos e información prevista para conocer y comprender el contexto investigativo (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

3.4.1. El Circuito de Distribución Eléctrica

Representa el principal objeto observable de la investigación, no sólo para describir las características, condiciones, elementos del transporte de la energía eléctrica que puedan explicar la situación actual, sino para contextualizar el problema y sus afectaciones con la población de estudio, la evaluación de los riesgos y la conformación de una propuesta de solución.

3.4.2. Las Comunidades Rurales

Representan los principales sujetos de la investigación, son los principales beneficiarios del proyecto y sus características determinan muchas de las variables que están dentro del contexto de investigación.

3.4.3. Autoridades del Agente Distribuidor

Representa los sujetos que fueron entrevistados, conocen y comprenden el contexto investigativo porque se encuentran laborando en el entorno de la distribución eléctrica y tienen una visión amplia de los temas desarrollados que refuerzan los argumentos finales de la investigación.

Gerente de Distribución Sector Sur: es la persona que dirige la programación y ejecución de todas las actividades de construcción, provisión de servicio, mantenimiento, así como la gestión para la resolución de incidencias, asegurando la aplicación de la normativa vigente en la zona de estudio.

Gestor de Grandes Clientes: es la persona que aplica las políticas comerciales y de atención a Grandes Clientes Comerciales orientadas a ofrecer un servicio óptimo al cliente, resolver las solicitudes y reclamaciones recibidas por los distintos canales de relación con los clientes y gestionar los procesos con el fin de lograr el máximo nivel de eficiencia del servicio y satisfacción de los clientes.

3.5. Población y Muestra

La investigación define la población de estudio a los usuarios del servicio eléctrico que tienen contrato de tarifa domiciliar con el agente distribuidor y se encuentran conectados eléctricamente a las redes de baja tensión del circuito de distribución GTN3020.

Este planteamiento precisó que el investigador certificará la población a través de la fuente primaria, iniciando con la extracción de una base de datos del circuito de estudio de los sistemas de la Empresa Distribuidora y el levantamiento de campo para conciliar la información base.

Una vez se validaron los datos de campo, se pudo seleccionar una muestra de la población de los servicios domiciliarios encontrados para la elaboración de los instrumentos de recolección de datos (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

El tamaño de la muestra probabilística se definió por la siguiente fórmula, recomendada por el Dr. Roberto Hernández Sampieri cuando se conoce el tamaño de la población.

Siendo la siguiente:

$$n = \frac{N \times Z_a^2 \times p \times q}{d^2 \times (N - 1) + Z_a^2 \times p \times q}$$

En dónde;

- n = tamaño de la muestra a obtener del sector domiciliario
- N = tamaño de la población¹ levantado de la fuente primaria (2,547)
- Z_a = nivel de confianza (95%)
- p = probabilidad de éxito (50%)
- q = probabilidad de fracaso (50%)
- d = precisión² (error máximo admisible igual al 10%)

Sustituyendo los valores en la fórmula se obtiene una muestra de *93 servicios*, un extracto de la población de los usuarios de uso domiciliario que tienen servicio eléctrico.

También, se utilizó el siguiente enlace a modo de conciliar el resultado, se debe ingresar bien los datos de la población y el error de precisión seleccionado:

<https://www.netquest.com/es/gracias-calculadora-muestra>

¹ El número de la población se valida con los datos totales de levantamiento arrojados por el instrumento de **lista de cotejo** en la primera visita de campo realizada.

² El valor del 10% para el error máximo permisible se considera debido a la situación de pandemia donde la visita casa a casa representaba un riesgo para la población y el inspector de campo.

3.6. Técnica e Instrumento de Recolección de Información.

3.6.1. Observación No Participante.

Esta técnica consistió en realizar el levantamiento de la información de campo sin tener en cuenta la existencia del observador, es decir, conseguir la información observada de forma sistemática y confiable con la mayor objetividad posible, al punto de excluir la subjetividad y reciprocidad de quien observa (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

Se utilizó esta técnica con el objetivo de definir las condiciones actuales del suministro eléctrico de la población de estudio y recrear una situación sin proyecto, un diagnóstico con los datos de campo que identifican y caracterizan las variables de estudio para su transformación en información relevante en las próximas etapas de la investigación. La **lista de cotejo** fue utilizada como el instrumento de esta técnica de investigación y se ejecutó hasta completar el 100% del levantamiento del universo de estudio.

3.6.2. Análisis Documental

El investigador maneja esta técnica con el propósito de vincular aspectos de identificación, extracción y representación de la información con la finalidad de crear registros y desarrollar procesos de análisis y descripción de los elementos intrínsecos de un documento (Guimarães, Moraes & Guarido, 2007).

Su aplicación contempló una etapa analítica, en la cual se realiza una lectura técnica de varios documentos normativos e informativos relacionados a la investigación, con el fin revelar las partes de mayor contenido temático y una etapa sintética, basada en la selección de conceptos, organización lógica, condensación y representación documental. El objetivo perseguido con esta técnica es determinar la articulación existente entre las normativas del sector eléctrico y lo que se pretende implementar de manera práctica. La **ficha de registro de datos** fue el instrumento de esta técnica de investigación.

3.6.3. La Encuesta de Opinión

Es una técnica de recolección de datos que dio lugar a establecer un contacto con los involucrados de la realidad observada. El investigador recurrió a esta técnica con el objetivo de medir la calidad del servicio de energía de una muestra probabilística y extrapolar los resultados a la población de estudio. De esta manera, se definen algunas características cualitativas que requiere el nuevo producto o la situación con proyecto (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014). El **Questionario** fue el instrumento de esta técnica de investigación, se realizó hasta completar el 100% de la muestra seleccionada en campo.

3.6.4. Entrevista No Estructurada.

Es una técnica que permite un acercamiento directo con los individuos que están relacionados con la realidad observada y generalmente manejan una visión más amplia del tema (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

El investigador hizo uso de esta técnica con el objetivo de interpretar las ideas y valoraciones de algunos expertos en el campo de la distribución eléctrica y los aspectos comerciales del suministro eléctrico, a fin que su experiencia y conocimientos enriquezcan las conclusiones del tema de investigación. La **Guía de Entrevista No Estructurada** fue el instrumento de esta técnica de investigación y se ejecutó hasta completar las personas del agente distribuidor seleccionado.

3.7. Procedimiento para la Recolección de la Información.

3.7.1. Construcción de Instrumentos

Previamente seleccionada la técnica y el instrumento de investigación, el investigador validó las fuentes primarias y secundarias al alcance, el tiempo y los recursos disponibles para la obtención de los datos y dar cobertura a desarrollar los indicadores de la matriz de operacionalización de variables. Para cada instrumento puede existir un nivel de categoría o nivel de medición diferente que permita un análisis más o menos complejo de los datos, asimismo, un instrumento mide una o más variables de estudio (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

La **lista de cotejo** (ver **Apéndice I**) se elaboró para caracterizar las variables de la infraestructura de distribución eléctrica y las comunidades rurales de estudio como se aprecia en la **Ilustración N°13**, por lo tanto, contiene la información para medir esos indicadores o en su defecto, la cantidad de datos que fueron analizados y transformados en información relevante. El investigador tuvo cuidado de no saturar los instrumentos de medición con categorías que no aportaron información relevante, o de fuentes no confiables principalmente por valorar el tiempo invertido en el proceso investigativo.

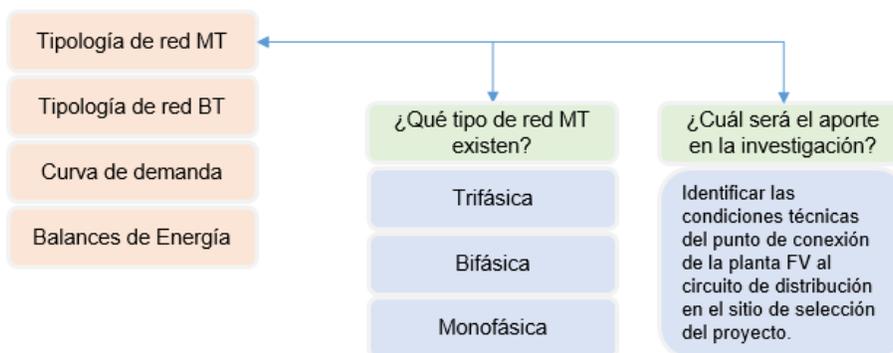


Ilustración N°13. Categorizar los Indicadores

Nota: *Elaboración Propia*, [imagen]

El **cuestionario** (ver **Apéndice II**) se elaboró exclusivamente para indagar sobre la calidad del servicio eléctrico vista desde los usuarios de uso domiciliario de las comunidades rurales, a través de preguntas cortas y un lenguaje adecuado a la población se definió la necesidad de conocer; ¿Cómo?, ¿Por qué?, de la calidad del servicio encontrado.

Por lo tanto, se hicieron preguntas abiertas que funcionaron como introductorias al tema para lograr la empatía con la persona encuestada y guiarla en el proceso antes de realizar las preguntas principales. Si bien, puede considerarse que este proceso está predisponiendo algún tipo de respuesta de la persona encuestada, lo que se pretende es avivar los recuerdos y las circunstancias que hayan sido memorizadas por el encuestado en relación al servicio eléctrico para tratar de obtener una respuesta espontánea y sincera.

Por ejemplo, con la pregunta ¿Cuándo fue la última vez que utilizaste un cajero automático?, para luego; ¿Qué tal te parece ese servicio?, el cerebro encuentra una conexión más rápida a través de los recuerdos que fueron almacenados recientemente y según las circunstancias en las que se hayan presentado se ofrecerá una respuesta adecuada a la experiencia real.

La construcción de instrumentos como la **ficha de registros de datos** sirvió para apoyar la estructura del contenido de la investigación y contextualizar el desarrollo del trabajo. Permitted triangular la información en la etapa final de la de forma fácil y veraz.

El instrumento de la **entrevista no estructurada** (ver **Apéndice III**) se desarrolló para indagar sobre los elementos concluyentes de la investigación. Las preguntas se realizaron de forma abierta, pero sobre una estructura previamente definida con el entrevistado en un ambiente coloquial que permitió enriquecer la opinión del entrevistado con el contenido de análisis de otros instrumentos y de las variables investigativas.

3.7.2. Validación de Instrumentos

La validación de estos instrumentos surge como parte de la identificación de los factores que afectan la confiabilidad y validez de los datos o instrumentos de medición, como lo aborda el Dr. Sampieri en su libro de Metodología de la Investigación (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

En principio, los instrumentos no se elaboraron de forma improvisada³, el investigador y algunos especialistas en los procesos de levantamiento de información de la red, análisis y atención al cliente del agente de distribuidor validaron los instrumentos y aportaron observaciones, gracias a la familiaridad de los datos y preguntas, así como el entorno donde se encuentran, fueron capaces de aportar modificaciones para ser aplicados en el contexto de la investigación.

En este proceso se tuvo cuidado que la adaptación de un instrumento de campo existente⁴ haya sido fiel a la necesidad de la investigación, a la variable de estudio, al propósito del trabajo para crear un nuevo conocimiento y no para completar datos sin relevancia. Los instrumentos de interlocución se elaboran al mismo nivel del sujeto de investigación, es decir, tanto para la encuesta como la entrevista, se revisa bien el tipo de lenguaje y lo extenso del instrumento para evitar malos entendidos con las preguntas o lo tedioso de los instrumentos (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014)

Es importante aclarar que la validación y confiabilidad de estos instrumentos, no se reflejó únicamente en la calidad de su elaboración, sino en la capacidad de haber sido percibidos adecuadamente por el interlocutor y registrado la consistencia de los datos, a fin que su respuesta no haya sido confusa y reste validez a los resultados, por lo tanto la validación final fue el resultado de ponerlos a prueba en campo y que la información se haya registrado consistentemente.

³ Los instrumentos se validan por el analista de balances energéticos y agente de la oficina comercial de atención al cliente del Agente Distribuidor de Energía.

⁴ La lista de cotejo se adapta del formato de recorrido de circuitos eléctricos del Agente Distribuidor de Energía.

3.7.3. Aplicación de Instrumentos

Los instrumentos se aplicaron⁵ en el entorno para el cual fueron elaborados, de esta manera las fuentes primarias y secundarias se seleccionaron para servir de peldaños en la investigación y ser aplicados de forma secuencial por el investigador u otra persona con las habilidades y conocimientos necesarios para aprovechar el tiempo y los recursos disponibles.

El instrumento de **Lista de Cotejo** se aplicó por el inspector de recorrido de circuitos que tiene familiaridad con el proceso de levantamiento de información de campo y con las categorías descritas en la lista de cotejo. El levantamiento se realizó de forma secuencial y ordenada y la información se registró al finalizar la jornada diaria. En este punto se revisaron de forma general los datos, el llenado adecuado y completo del instrumento a fin de retroalimentaciones oportunas por parte del inspector e investigador.

El procedimiento aplicado fue el siguiente:

- a. Previas orientaciones iniciales y revisión de los equipos y materiales, el levantamiento inicia partiendo de la subestación eléctrica de cabecera del circuito de distribución de estudio (GTN3020).
- b. Se inicia el recorrido del circuito sobre la red troncal y posterior las derivaciones secundarias, se identifican los transformadores conectados al circuito y se asocian los usuarios conectados a los transformadores, a fin de completar los datos solicitados por el instrumento. Se toman fotos del tipo de servicio eléctrico, acceso, localidad, etc. debido a que cada localidad presenta una condición exclusiva que no puede ser extrapolada con una muestra.

⁵ Se aplica por el investigador y el inspector de recorrido de circuitos de la empresa contratista del sector sur.

- c. Durante el recorrido del circuito se identifican terrenos en venta o sitios amplios donde poder ubicar la planta solar, a fin de evaluar las opciones para seleccionar el lugar óptimo según los requerimientos del estudio técnico. Se levantaron las coordenadas geodésicas de los sitios de interés para ser utilizados en otras etapas del documento.
- d. Se realiza un segundo recorrido de forma puntual para esclarecer la condición de algunos usuarios que quedan por fuera de la base de datos original y fueron levantados en la lista de cotejo y/o viceversa. Esto permite la asociación del 100% de los usuarios conectados al circuito eléctrico y descarta las variaciones por incremento en la población de estudio.

La aplicación del **Cuestionario** se realizó con la retroalimentación del instrumento de lista de cotejo. Una vez identificado los usuarios domiciliarios se seleccionó la muestra para la aplicación de este instrumento. Es importante apuntar que la situación que atraviesa el país por la pandemia (SARS-Covid19) y la privación de algunos medios informáticos en estos sectores rurales, imposibilitó una encuesta por medios digitales, por lo tanto, se aplicó un instrumento breve y se tomaron las medidas necesarias para prevenir el posible riesgo de contagio durante el levantamiento de los datos.

- a. Se seleccionó las principales localidades a visitar.
- b. Se realizó visita casa a casa por parte del inspector de campo para encuestar a las personas de estas localidades.
- c. Se completó el instrumento de campo según la muestra seleccionada.
- d. Si bien es importante una distribución adecuada del tamaño de la muestra en las localidades seleccionadas, por las circunstancias actuales se consideró una población homogénea y los resultados se extrapolaron a la población.

La **Entrevista No Estructurada** se aplicó una vez analizado los resultados de los instrumentos de campo y confirmada la rentabilidad de la propuesta de solución, para que esta información se presentará como material de preguntas para las entrevistas, además de otros elementos en una etapa conclusiva del tema investigativo. La entrevista⁵ se dirigió a la Gerencia de Distribución y Gerencia Comercial que gestionan la parte operativa de distribución y comercialización de la zona de estudio, así como al Director de Control de Energía de la Empresa Distribuidora de Energía.

- a. Se solicitó y formalizó una hora y fecha de la entrevista (30 minutos aproximadamente), a través de correo electrónico y considerando descansos o interrupciones breves según la situación del día.
- b. Se remitió previamente los tópicos a intervenir de forma general.
- c. Se realizó la entrevista con la guía de preguntas formuladas de forma coloquial y amena.
- d. Se reformularon las preguntas necesarias.
- e. Se formularon nuevas preguntas durante la entrevista.
- f. Se grabó la entrevista con medios audiovisuales.
- g. Se remitió al entrevistado la entrevista transcrita con las preguntas y respuestas antes de ser publicadas.

Finalmente, la aplicación de la **Ficha de Registro de Datos** se realizó durante todo el proceso de la investigación, documentos de la ley de la industria eléctrica, normativas, informes, anuarios y documentos que sirvieron a la investigación en el proceso de triangular y argumentar la información con los resultados de los demás instrumentos de campo.

- a. Se revisó la fuente secundaria de consulta.
- b. Se obtuvieron datos, ideas importantes y bibliografía breve.
- c. Se estructuraron la información recopilada según el tipo de variables estudiadas.

3.7.4. Análisis de la Información

Los datos se procesaron y analizaron según sus cualidades cuantitativas o cualitativas, a través de la aplicación de las estadísticas descriptiva e inferencial planteada por el Dr. Hernández-Sampieri en su libro de Metodología de la Investigación. De esta manera, no solamente se organizó, reunió y describió la información procesada, sino que se interpretó, caracterizó y condujo a argumentos concluyentes del tema de investigación.

La integración de los resultados que se muestra en la **Ilustración N°14**, fue ejecutada durante todo el proceso investigativo, pero se transcribieron los resultados únicamente durante los argumentos finales del documento y consistió en la triangulación de la información aportada por la entrevista no estructurada.

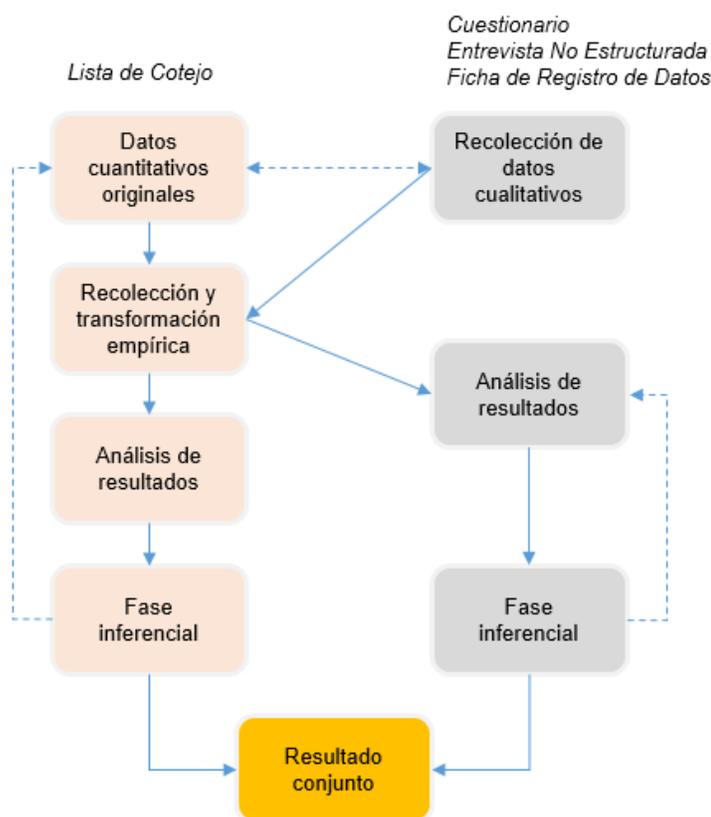


Ilustración N°14. Proceso de Integración de los Datos

Adaptado de *Metodología de la Investigación*, [Imágen], Hernández-Sampieri

Por lo tanto, los datos recolectados de la **Lista de Cotejo** sirvieron para procesar los datos cuantitativos y cualitativos de la población de estudio, el resultado se describe para cada variable de investigación y se muestran a través de imágenes, gráficos elaborados, fichas, tablas descriptivas de las principales zonas y población de estudio.

El procesamiento de este instrumento consistió en digitar fielmente los datos en varios archivos de MS Excel hasta obtener una base de datos que sirva de referencia o línea base de las variables de estudio del circuito de distribución. A través de otros automatismos⁶ asistidos por computadoras, se obtuvo acceso a información actualizada y datos históricos de la base de datos de referencia digitada. De esta manera se obtiene una amplia gama de información que podrá ser utilizada para definir otros aspectos del mercado de estudio.

Por otra parte, los datos recolectados del **Cuestionario** se digitaron en otra base de datos para procesar la parte cualitativa de la muestra representativa de la población. Esta muestra fue de 100 servicios visitados (la muestra refería 93 casos) durante el levantamiento de este instrumento. Se realizó una descripción de los resultados obtenidos y la presentación de gráficos estadísticas de distribución normal y gráficos de barra. El procesamiento concluyó con la presentación de los principales hallazgos encontrados durante el proceso de levantamiento de los datos.

También, se procesaron los datos y la información obtenida de los terrenos en venta: el área del terreno, entorno ambiental, precio de venta (mz^2), etc. y principalmente las coordenadas geodésicas del sitio de referencia para obtener las HSP⁷ de cada sitio y evaluar la capacidad de generación eléctrica fotovoltaica.

⁶ Una macro es una acción que ayuda a automatizar tareas que se hacen repetidamente en programas de computadora.

⁷ Hora Solar Pico del sitio de selección.

Al mismo tiempo, se obtuvo el perfil de carga⁸ del circuito de distribución de estudio y los datos de demanda de los grandes consumidores que constituyen una gran influencia en la demanda del circuito, principalmente para evaluar el comportamiento de los elementos del mercado, entre otros aspectos técnicos.

Después de finalizado el análisis de los instrumentos de campo se realizó la **Entrevista No Estructurada**, previamente elaborada con la información del análisis de los otros instrumentos de campo. Los resultados se presentan en una matriz de triangulación con las preguntas y respuestas obtenidas que sirvieron de fundamento para las conclusiones de la investigación.

Finalmente, cuando se completó el procesamiento y análisis de la información de los instrumentos campo y se presentaron los resultados a través de la definición del producto o servicio, se esclarecieron las principales interrogantes para la propuesta de solución, ¿Dónde?, ¿Cómo?, ¿Por qué?, ¿Para qué?, fueron las principales inferencias que pretenden esclarecerse en las etapas iniciales de la investigación y moldearon las características de la situación con proyecto de los capítulos finales.

La propuesta de solución se describió en términos de prefactibilidad, se construyó el proceso y la estructura del proyecto propuesto dando dimensión a las variables pertinentes y estimando en la medida de lo posible el tamaño, ubicación, formas, costos, tiempos, medidas de implementación, medidas ambientales, etc., finalizando con la evaluación de los beneficios financieros y socioeconómicos.

⁸ Registro de potencia del equipo de medición de la cabecera del circuito de distribución en un periodo determinado.

CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE LOS PRINCIPALES HALLAZGOS (DIAGNÓSTICO)

En este capítulo se presentan los resultados y principales hallazgos obtenidos en la aplicación de los instrumentos de recopilación de datos para alcanzar los objetivos previstos con el diagnóstico de la situación actual. Consiste en la descripción estructurada de las principales variables de estudio, la distribución eléctrica y las comunidades rurales, caracterización y dimensionamiento del diagnóstico del entorno del suministro eléctrico.

4.1. Diagnóstico del Suministro Eléctrico

Comprende la caracterización del entorno que determina los aspectos relacionados con el sitio de instalación de la planta solar fotovoltaica, la infraestructura de la red eléctrica y las localidades poblacionales que se abastecen eléctricamente de las líneas del circuito de distribución.

El universo de estudio se divide en tres (3) zonas preestablecidas dentro de un área de 25.3 km² aproximadamente, con 3.573 viviendas, empresas y fincas conectadas eléctricamente al circuito de distribución de 70 km de red en media tensión (7.6/13.2Kv).

4.1.1. Comunidades Rurales

Representan las principales localidades que se abastecen eléctricamente, en baja o media tensión, del circuito de distribución de estudio:

La zona N°1 está conformada por las localidades:

El Barrio La Tenderí, B° Martín Castellón, Reparto Benjamín Zeledón, Comunidad de Guanacastillo y Los Altos; así como las principales industrias que se encuentran en la trayectoria de la carretera Masaya-Tipitapa, donde también se conecta el principal Gran Consumidor del circuito eléctrico.



Su principal característica radica en verse como un área de potencial crecimiento industrial, donde se han instalado empresas textiles y de manufactura. Las vías de acceso y transporte es otra característica de la zona para las empresas y localidades que se encuentran en las áreas circundantes de la carretera principal entre los municipios de Masaya, Nindirí y Tipitapa. Esta carretera sirve de límite geográfico entre los municipios de Masaya y Nindirí.

Paralelo a la zona de crecimiento industrial, se encuentra una población de cinco mil habitantes donde se contabilizan 1,090 viviendas con las siguientes características: 852 viviendas de bajos recursos económicos visibles, construidas con material con superficie sin repello o terminada, 169 viviendas con las mayores limitaciones visibles y construidas con material de tipo cartón, hojalata o barro y únicamente 69 viviendas en buenas condiciones.

La mayoría de calles y caminos de estas localidades son de tierra, a pesar de ser circundantes a la carretera principal, con algunas excepciones en residenciales o carreteras de circunvalaciones en la periferia de esta zona.

La zona N°2 está conformada por las localidades de Los Altos de Matildina, B° Los Mercados, Comunidad Los López, Comunidad La Montañita y Comunidad Las Pilas (Orientales y Occidentales). Las condiciones de acceso desmejoran en comparación con la zona N°1 debido a la extensión y dispersión de las áreas que las comprenden, presentando caminos de tierra en la totalidad de su recorrido.

Representan la mayor población rural de la zona de estudio conectadas al circuito eléctrico, aproximadamente diez mil habitantes, donde se han contabilizado 1,962 viviendas con las siguientes características: 1,540 viviendas de bajos recursos económicos visibles, construidas con material con superficie sin repello o terminada, 368 viviendas con las mayores limitaciones visibles y construidas con material de tipo cartón, hojalata o barro y únicamente 54 viviendas en buenas condiciones.



La zona N°3 está conformada por las localidades de Las Conchitas y Planes del Arenal. Representan la menor segregación de la población de estudio, aproximadamente dos mil habitantes.

Se distingue en su recorrido una transición en las condiciones de accesos y viviendas entre el casco urbano del municipio de Masaya y los sectores más rurales, también encontramos el cese del adoquinado en los caminos principales, el hacinamiento de algunas viviendas y fincas, así como las viviendas de mayores recursos económicos.

Se contabilizan 521 viviendas con las siguientes características: 267 viviendas de bajos recursos económicos visibles, construidas con material con superficie sin repello o terminada, 82 viviendas con las mayores limitaciones visibles y construidas con material de tipo cartón, hojalata o barro y únicamente 172 viviendas en buenas condiciones visibles.

Como dato importante, en esta zona se encuentra conectado la Planta Ernesto “Che” Guevara II, IV y V de Masaya conectada a la subestación eléctrica Benjamín Zeledón a través de la línea de transmisión de 230 Kv (alta tensión).

De forma general, el alcance de la investigación tiene un área de influencia de 3,573 fincas⁹ contabilizadas con diferentes características y en distintas zonas del recorrido del circuito de estudio.



⁹ Terreno con o sin edificio dentro de la ciudad o en terreno urbanizable.

En resumen, la **tabla N°4** se consolidan los datos descritos:

Tabla N°4. *Tipología de Viviendas en las Zonas Características*

Zona	Localidad	Formal	Informal	Mediana	Total general
1	Benjamín Zeledón		56	16	72
	Guanacastillo	7	63	113	183
	Los Altos	61	50	593	704
	Martín Castellón	1		60	61
	La Tenderí			70	70
Total Zona 1		69	169	852	1090
2	Altos de Matildina	5	17		22
	Barrio Los Mercados	10	31	279	320
	Barrio Los López	7	69	353	429
	La Montañita	1	36	64	101
	Las Pilas	31	215	844	1090
Total Zona 2		54	368	1540	1962
3	Las Conchitas	15	8	216	239
	Planes del Arenal	157	74	51	282
Total Zona 3		172	82	267	521
Total general		295	619	2659	3573

Nota: Elaboración Propia

Informal: vivienda de cartón, hojalata o barro, pobreza.

Mediana: vivienda de material sin repello, bajo recursos.

Formal: vivienda en buenas condiciones visibles.

4.1.2. Otros Servicios Demandados

Durante las visitas de campo se contabiliza la existencia de otros servicios básicos demandados por la población de estudio y que tienen relación con la problemática abordada.

- 3 Centros de Salud
- 6 Escuelas
- 8 Iglesias
- 6 Pozos de Agua
- 1 Gran Consumidor
- 1 Antena de Comunicación

La **Ilustración N°15** muestra las zonas en que fueron divididas el área de influencia para una mejor comprensión del entorno que lo rodea.

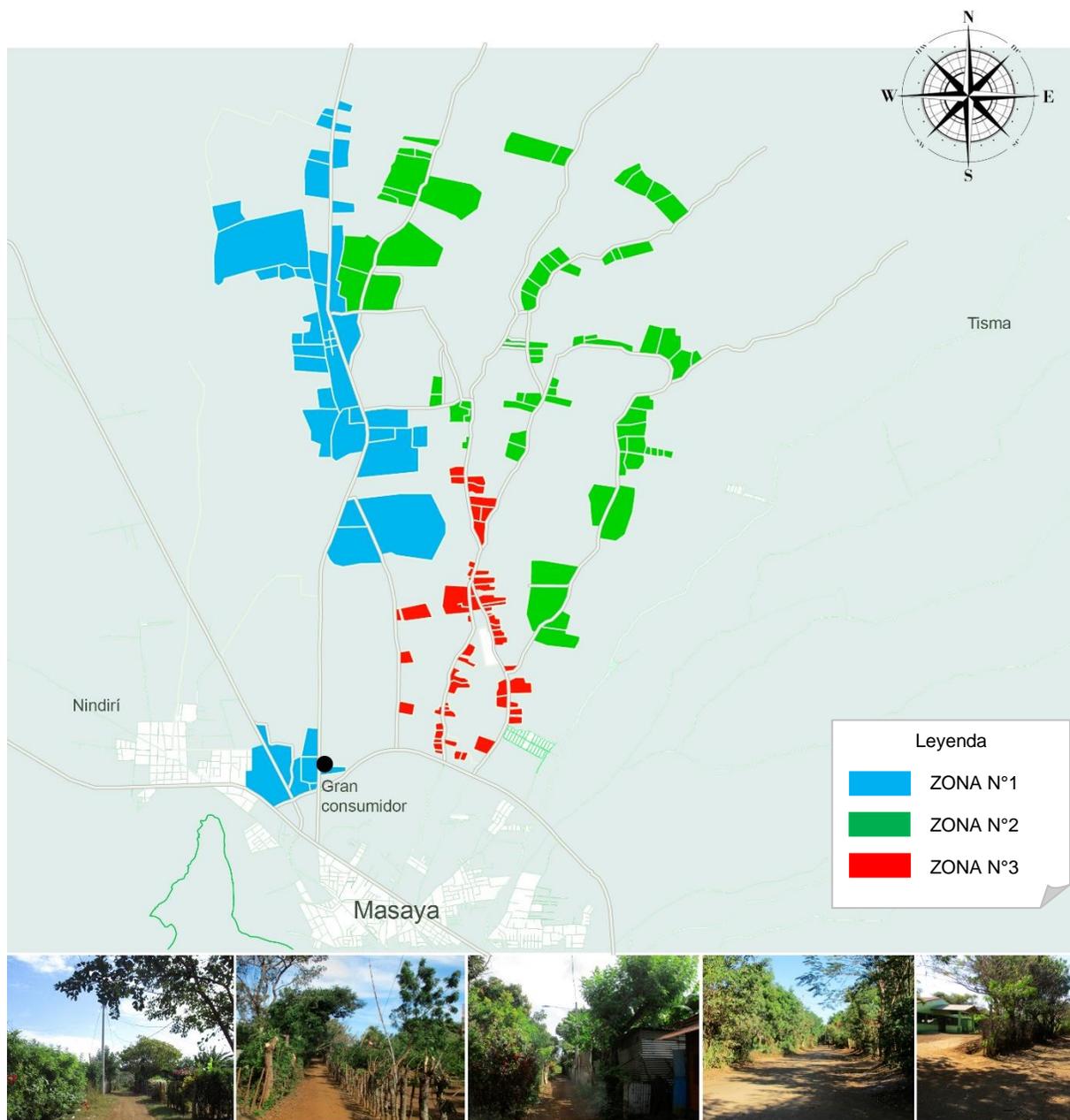


Ilustración N°15. Zonificación de Localidades Principales del Circuito GTN3020
Sin Escala. Elaboración Propia

4.1.3. Infraestructura del Circuito Eléctrico

En general, la infraestructura de la red de media tensión cuenta con una capacidad de potencia de 5,737Kva instalados y distribuidos en un recorrido de 70 km de red con 153 centros de transformadores activos. De estos, 108 transformadores corresponden a la alimentación de usuarios generales y 45 transformadores para usuarios exclusivos. Para una mejor visualización de la información, se presentan los resultados descritos en las zonas previamente elaboradas en el inciso anterior.

La zona N°1 representa la infraestructura más robusta del circuito, en esta zona se realizó la repotenciación y balanceo de la red troncal del circuito, antes de la puesta en explotación de la subestación eléctrica Guanacastillo en el año 2017. La repotenciación consiste en la sustitución de apoyos, aisladores y conductores de línea de media tensión para reforzar los niveles y capacidades del circuito a la conducción eléctrica.

Esta zona conecta con 68 centros de transformadores activos, de los cuales 34 transformadores abastecen usuarios exclusivos, el 75% de los transformadores exclusivos de todo el circuito se encuentran en esta zona, se extienden sobre una red trifásica troncal de 13.6 km lineales y donde se ramifican otros 10.8 km de red monofásica en distintas derivaciones. Las redes de baja tensión también presentan características similares de robustez y accesibilidad representadas de la siguiente manera: el 70% de los usuarios del servicio eléctrico tienen el punto de conexión a través de una red tipo trenzada, el 27% de los casos presenta conexión con redes tipo abiertas y el 3% redes de baja tensión carentes o inexistentes.

En la zona N°2 se conectan 70 centros de transformadores activos, de los cuales 64 transformadores corresponden a la atención de usuarios generales, el 60% de los transformadores de usuarios generales de todo el circuito se encuentran en esta zona.



Se extienden sobre una red trifásica de 6 km lineales, donde se ramifican 33 km de redes monofásicas a las diferentes localidades. Esta zona comprende el 75% de la red monofásica de media tensión de todo el circuito eléctrico.

En la zona N°2 la red de baja tensión presenta condiciones más vulnerables en comparación con la zona N°1 representados de la siguiente manera: el 58% de los usuarios de la zona presenta el punto de conexión con la red y el servicio eléctrico a través de una red tipo trenzada¹⁰, existe una disminución en comparación con la zona anterior. El 39% de los usuarios presenta el punto de conexión del servicio eléctrico con redes tipo abiertas¹¹, un aumento en comparación con la zona N°1 y 3% redes de baja tensión carentes o inexistentes.

La zona N°3 representa la menor de las áreas de estudio, por consiguiente, opera con menos elementos en la red de baja y media tensión, sin embargo, presenta características de mayor deterioro visible en comparación con las zonas anteriores.

Se conectan 15 centros de transformadores, de los cuales 10 corresponden a transformadores que abastecen usuarios generales de la zona y 5 transformadores corresponden a usuarios exclusivos. Se extienden sobre una red trifásica de 4 km lineales y donde se ramifican 2 km de redes monofásica a las diferentes localidades y servicios.

En la zona N°3 la red de baja tensión se describe de la siguiente manera: el 57% de los usuarios de la zona presenta el punto de conexión con la red y el servicio eléctrico a través de una red tipo trenzada El 42% de los usuarios presenta el punto de conexión del servicio eléctrico con redes tipo abiertas, el mayor porcentaje de red abierta del circuito y 1% redes de baja tensión carentes o inexistentes.

¹⁰ Conductor de aluminio aislado con polietileno reticulado y trenzado en haz, tensión nominal de aislamiento 0.6/1Kv.

¹¹ Conductor desnudo de aluminio, tensión nominal 0.6/1Kv, de mayor vulnerabilidad a la sustracción ilegal de energía.



En resumen, las características de la infraestructura del circuito de distribución GTN3020 representan una red mixta, en baja y media tensión, y presenta cambios y variaciones en diferentes partes de su recorrido.

En la **Tabla N°5** se reflejan las distancias de las líneas de la red de media tensión por cada zona de estudio y según la tipología de estudio:

Tabla N°5. *Tipología de la Red de Media Tensión del Circuito de Distribución*

Tipo	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Total
1F	9.142	33.040	2.123	44.305
2F	1.711	354	0	2.065
3F	13.611	6.047	3.982	23.640
Total	24.464	39.441	6.105	70.010

Nota: Elaboración Propia
Distancia en metros lineales.

En la **Tabla N°6** se contabilizan la cantidad de transformadores conectados a las líneas de la red de media tensión por cada zona de estudio:

Tabla N°6. *Cantidad de Transformadores Conectados al Circuito de Distribución*

Tipo	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Total
De Zona	34	64	10	108
Exclusivos	34	6	5	45
Total	68	70	15	153

Nota: Elaboración Propia

En la **Tabla N°7** se reflejan los porcentajes de conexiones al tipo de red descrito en la tipología de baja tensión:

Tabla N°7. *Tipología de la Red de Media Tensión del Circuito de Distribución*

Tipo	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Total
Abierta	27.4%	39.4%	41.7%	36.1%
Inexistente	2.7%	2.3%	0.6%	2.2%
Trenzada	69.9%	58.3%	57.8%	61.7%
Total	100%	100%	100%	100%

Nota: Elaboración Propia

La **Ilustración N°16** muestra la trayectoria de la red eléctrica de media tensión distribuida a través de las principales zonas de estudio.



Ilustración N°16. Recorrido de la Red de Media Tensión del Circuito GTN3020
Sin escala. Elaboración Propia

4.1.4. El Uso de la Energía Eléctrica

El circuito de distribución GTN3020 abastece del servicio de energía eléctrica a 3,573 usuarios (ver Tabla N°8) que se encuentran conectados a la red de baja y media tensión, con y sin contrato del servicio eléctrico con el agente distribuidor de energía eléctrica en el área de influencia de estudio.

Del levantamiento se define que el 71.3% de la población hace uso de la energía eléctrica de perfil domiciliario, es decir, utilizan la energía eléctrica como servicio básico de uso cotidiano en las diferentes viviendas y tienen un contrato formal con el agente distribuidor para el abastecimiento del suministro eléctrico. Este porcentaje representa 2,547 servicios de energía de consumo domiciliario¹² en las diferentes zonas de estudio.

El uso de la energía para otro tipo de servicios y uso comercial representan el 1.2% de la población, 23 para otros servicios como pozos de agua, centros de salud, escuelas y 20 para el uso comercial grandes y pequeños, así como los grandes consumidores del circuito.

Por último, se contabiliza uno de los rubros más importantes en la dinámica de la compra y venta de energía eléctrica, que se define en esta investigación como usuarios “sin contratos” del servicio eléctrico. Representan el 27.5% de la población que significan 983 usuarios directos y conectados a la red eléctrica sin equipo de medición.

Tabla N°8. División de Usuarios por Tipo de Uso de Energía Eléctrica

Tipo de Uso	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Total
Otros Servicios	12	9	2	23
Domiciliar	843	1.348	356	2.547
Comercial	15	5	0	20
Sin Contrato	220	600	163	983
Total	1.090	1.962	521	3.573

Nota: Elaboración Propia

¹²Datos utilizados para la muestra anidada de usuarios con contrato domiciliario.

4.1.5. Propuestas del Sitio para la Planta Solar

Durante el levantamiento de la información de campo del circuito GTN3020 se registran las coordenadas y datos de terrenos en venta inmersos en el área de influencia del circuito y aptos para la propuesta de investigación.

La **Tabla N°9** contiene los datos generales del levantamiento de campo para la propuesta N°1 del sitio de instalación:

Tabla N°9. Datos Generales del Sitio Propuesto N°1

	Localidad: Guanacastillo
	Dirección: km 34 carretera Masaya Tipitapa
	Coordenadas
	X = 12°04'14"N
	Y = 86°06'03"O
	Tamaño: 3 a 5 Mz.
Inversión: US\$ 10.000/Mz.	
Observaciones:	
Terreno de acceso directo sobre la carretera principal, de condiciones adecuadas, terreno plano tipo rectangular. El circuito GTN3020 pasa frente a la propiedad, cercano a zona industrial y Subestación Eléctrica Guanacastillo.	

Nota: Elaboración Propia

La información adicional fue tomada de los contactos y anuncios.

La **Tabla N°10** contiene los datos generales del levantamiento de campo para la propuesta N°2 del sitio de instalación

Tabla N°10. Datos Generales del Sitio Propuesto N°2

	Localidad: Guanacastillo
	Dirección: Km 34 carretera Masaya-Tipitapa 1.5 km al Este
	Coordenadas
	X = 12°04'12"N
	Y = 86°05'35"O
	Tamaño: 10 Mz.
Inversión: US\$ 5.000/Mz.	
Observaciones:	
Terreno ubicado a 1.5 km sobre la carretera principal de Masaya a Tipitapa, terreno plano tipo cuadrado. Sin agua potable y redes eléctricas, acceso principal compartido con otras propiedades.	

Nota: Elaboración Propia

La información adicional fue tomada de los contactos y anuncios.

La **Tabla N°11** contiene los datos generales del levantamiento de campo para la propuesta N°3 del sitio de instalación:

Tabla N°11. Datos Generales del Sitio Propuesto N°3

	Localidad: Los Altos	
	Dirección: km 37 carretera Masaya Tipitapa	
	Coordenadas	X = 12°03'20"N
		Y = 86°06'07"O
	Tamaño: 1.5 Mz.	
	Inversión: US\$ 190.000 toda la propiedad	
Observaciones: Quinta Gira Luna, terreno con casa principal de 3 cuartos y manzana y media con árboles frutales, portón principal, agua potable, electricidad y tanque de agua, frente a carretera principal.		

Nota: Elaboración Propia

La información adicional fue tomada de los contactos y anuncios.

La **Tabla N°12** contiene los datos generales del levantamiento de campo para la propuesta N°3 del sitio de instalación:

Tabla N°12. Datos Generales del Sitio Propuesto N°4

	Localidad: Pilas Occidentales	
	Dirección: a 8 km de la carretera Masaya Tipitapa	
	Coordenadas	X = 12°02'50"N
		Y = 86°04'20"O
	Tamaño: 4 Mz.	
	Inversión: US\$ 9.500/Mz.	
Observaciones: Finca con 28.200 m ² , tierra fértil, apta para siembra de cultivos agrícolas, acceso a energía y agua.		

Nota: Elaboración Propia

La información adicional fue tomada de los contactos y anuncios.

La **Ilustración N°17** muestra la ubicación de las propuestas de sitios para la instalación de la planta solar en el área de influencia del proyecto.



Ilustración N°17. Propuestas de Sitios para la Instalación de Planta Solar
Sin escala. Elaboración Propia

4.1.6. Análisis de la Satisfacción del Servicio Eléctrico

Así como el levantamiento de las características físicas encontradas en las visitas de campo y la evaluación del deterioro de la infraestructura plasmado en los instrumentos de recopilación de datos, también fue necesario aplicar un instrumento que pueda medir el nivel de satisfacción y compromiso de los principales beneficiarios del sector domiciliario como una tarea trascendental para quienes forman parte de los involucrados directos de la investigación que presentan condiciones del servicio eléctrico exentas de posibilidades de cambio.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos y las observaciones del investigador sobre la muestra de la población seleccionada para aplicar la encuesta de opinión como se aprecia en la **Ilustración N°18**.



Ilustración N°18. *Inspectores de Campo en el Levantamiento de El Cuestionario*
Elaboración Propia

La pregunta N°1 **¿Cuántas personas habitan en la vivienda?**, pretende evaluar sobre la cantidad de personas que hacen uso del servicio eléctrico y que influyen directamente sobre el consumo, mayor o menor, de los recursos de una célula familiar. También aporta una referencia para evaluar las zonas de mayor hacinamiento o potencial de crecimiento poblacional, aunque para este último aporte no se levantaron las edades respectivas.

El **Gráfico N°1** muestra la distribución normal de la cantidad de miembros familiares en las comunidades de estudio.

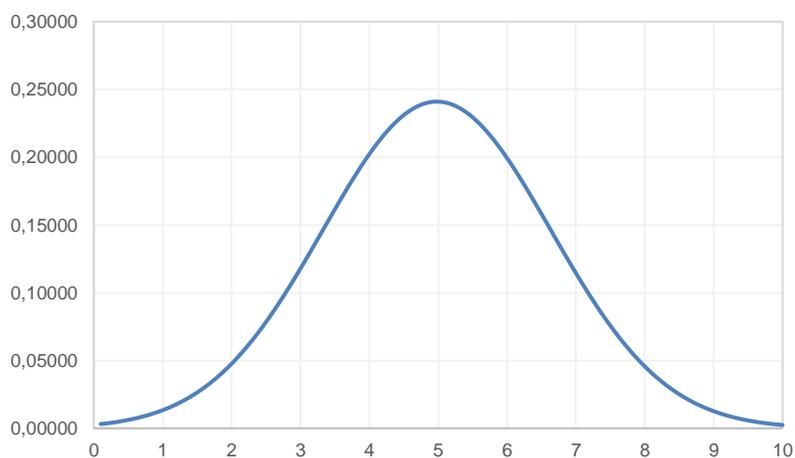


Gráfico N°1. *Distribución Normal de Habitantes x Vivienda*
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) Según los resultados de la distribución normal se puede afirmar que el 84.1% de la población supera los tres (3) miembros por familia en las viviendas de uso familiar, con una media probabilística de cinco (5) miembros por familia.
- b) La desviación estándar es de 1.7 miembros por familia, con valor máximo de 10 miembros por familia y mínimo de cero (deshabitadas).

La pregunta N°2 **¿Conoce Ud. cuál fue el precio del kWh de energía eléctrica del mes pasado?**, trata de introducirse al tema de forma directa con la intención de valorar la relación del cliente con el servicio eléctrico, sin embargo, la pregunta del **Gráfico N°2** resultó con mucho tecnicismo y se considera que los resultados no fueron los esperados.

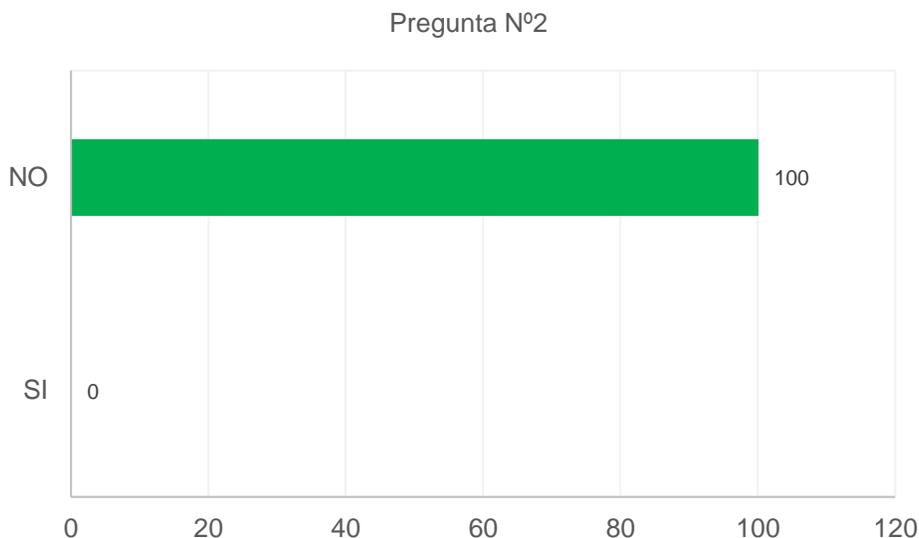


Gráfico N°2. Resultados de la Muestra – Pregunta N°2
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 100% de los encuestados afirma que no conoce o no sabe cuál es el precio del Kwh del servicio básico de electricidad que utilizan y necesitan diariamente.
- b) Esta respuesta se entiende como que las personas están más receptivas de responder sobre el monto de la factura energética que descifrar los aspectos técnicos y tarifarios del servicio eléctrico.

Contrario a la pregunta anterior, la pregunta N°3: **¿La última factura de energía "salió más alta" de lo esperado?**, si obtuvo el efecto deseado del **Gráfico N°3** al considerar que la mayoría de personas puede relacionar el bien o servicio recibido a través del efecto que recae sobre su propio presupuesto y no sobre los costos del mercado general.

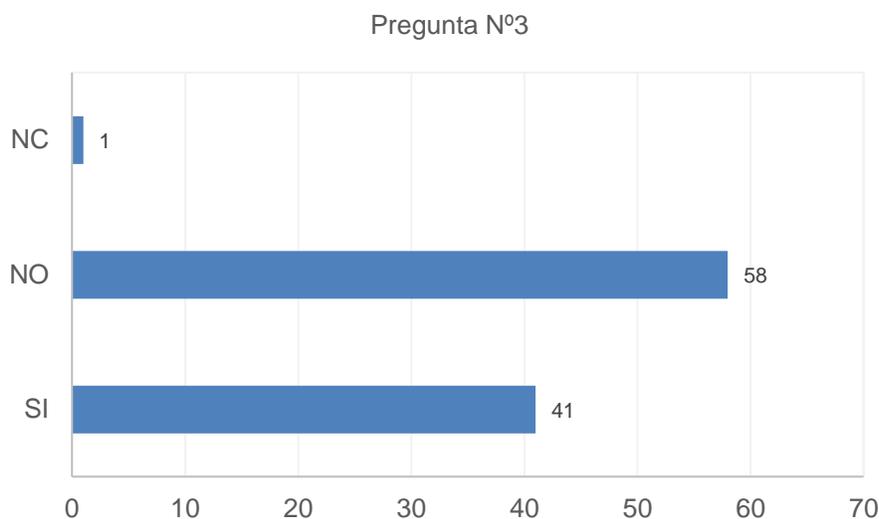


Gráfico N°3. Resultados de la Muestra – Pregunta N°3
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 58% de los encuestados afirma que la última factura de energía no presentó un incremento en el monto esperado en comparación con el periodo anterior.
- b) El 41% de los encuestados afirma que la última factura de energía si presentó un incremento en el monto esperado en comparación con el periodo anterior.
- c) El 99% de los encuestados demostró no ser ajeno a la facturación de su consumo energético y se muestran a la expectativa de las condiciones reales del servicio eléctrico, que puede transformarse en un compromiso o en una resistencia para un proyecto.

La pregunta N°4, **¿Realiza el pago de su factura eléctrica antes del plazo de corte?**, trató de medir el compromiso de pago de los usuarios del servicio eléctrico, sin embargo, durante los resultados mostrados en el **Gráfico N°4**, los encuestados percibieron la pregunta con una sensación de la evaluación de ciertos valores humanos (honradez) y dieron la respuesta más acorde a esta condición.

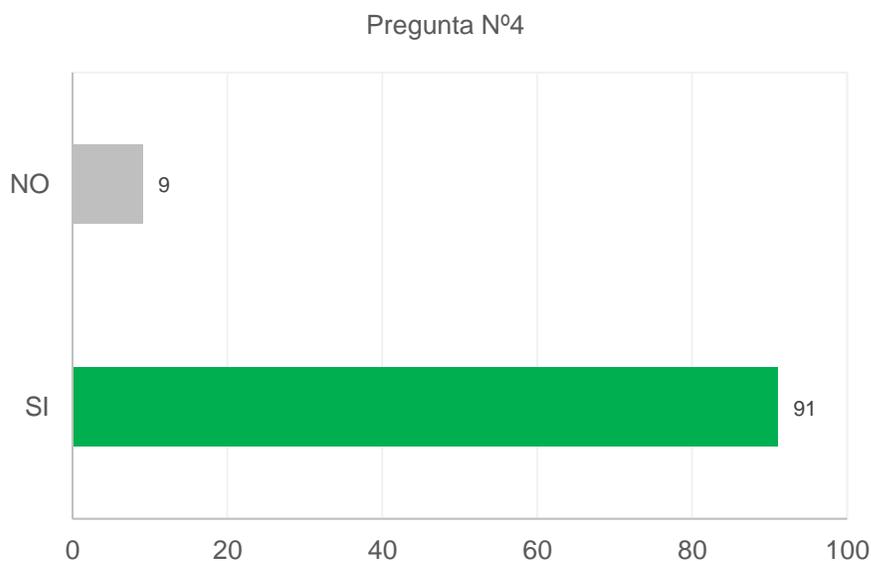


Gráfico N°4. Resultados de la Muestra – Pregunta N°4
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 92% de los encuestados afirma que si realiza el pago de sus facturas antes de la fecha de vencimiento de la misma.
- b) El 9% de los encuestados afirma que no realiza el pago de sus facturas antes de la fecha de vencimiento de la misma.
- c) Si bien la pregunta puede resultar en una respuesta obvia de parte de los encuestados, reafirma el interés y la afinidad con el tema relacionado a la energía eléctrica

La pregunta N°5 **¿Estaría de acuerdo que la Empresa Distribuidora ejecute proyectos para mejorar el servicio eléctrico en la Comunidad?**, tuvo la finalidad de medir la aceptación de futuros proyectos por parte de los encuestados a través de apoyar o desestimar un cambio en las condiciones actuales del servicio eléctrico mostrado en el **Gráfico N°5**.

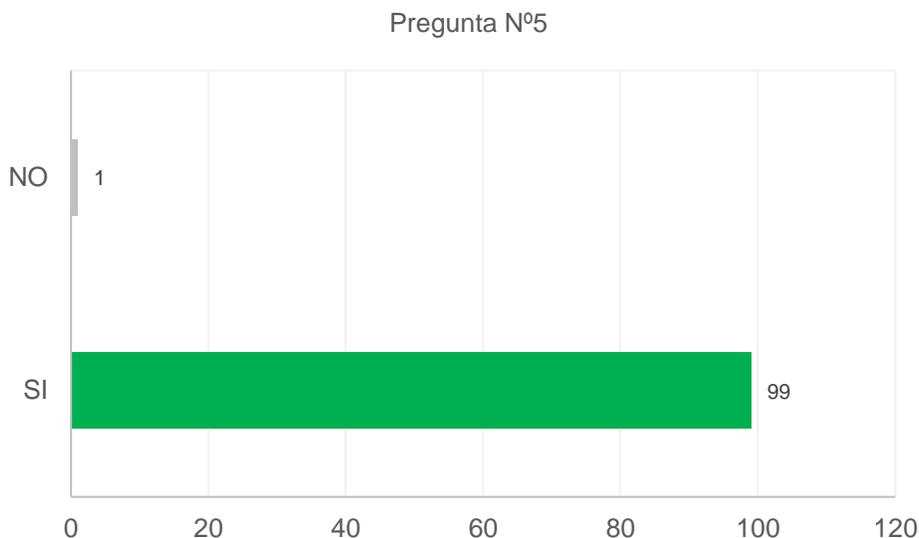


Gráfico N°5. Resultados de la Muestra – Pregunta N°5
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 99% de los encuestados afirma estar de acuerdo con proyectos de infraestructura eléctrica por parte de inversionistas y agente distribuidor.
- b) El 1% de los encuestados afirma no estar de acuerdo con proyectos de infraestructura eléctrica por parte de inversionistas y agente distribuidor.

La pregunta N°6 está relacionado con la pregunta anterior **¿Se sentiría beneficiado/a con estos proyectos?**, en esta pregunta también se mide el compromiso de los encuestados con el servicio eléctrico y se obtuvieron los resultados del **Gráfico N°6** a nivel del encuestador se pudo percibir respuestas más espontáneas relacionadas con las necesidades varias que padecen este tipo de comunidades.

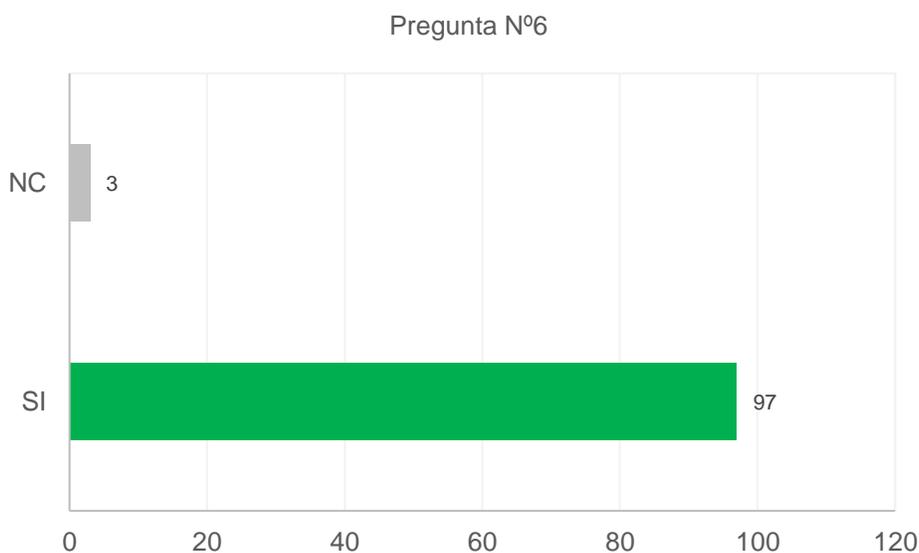


Gráfico N°6. Resultados de la Muestra – Pregunta N°6
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 97% de los encuestados afirma sentirse beneficiado por proyectos de infraestructura eléctrica de parte de inversionistas y agente distribuidor.
- b) El 3% de los encuestados no sabe o no contesta sobre sentirse beneficiado por proyectos de infraestructura eléctrica por parte de inversionistas y agente distribuidor.

La pregunta N°7 ***Entre un mejor servicio eléctrico y un precio más bajo de la energía, ¿Cuál preferiría?***, es quizás la pregunta más importante de la encuesta, aunque puede parecer ambiguo presentar la idea que un mejor servicio se representa como el más costoso o viceversa, a nivel del encuestador y de los resultados se percibió la preferencia de los encuestados en el **Gráfico N°7** por una de las dos características.

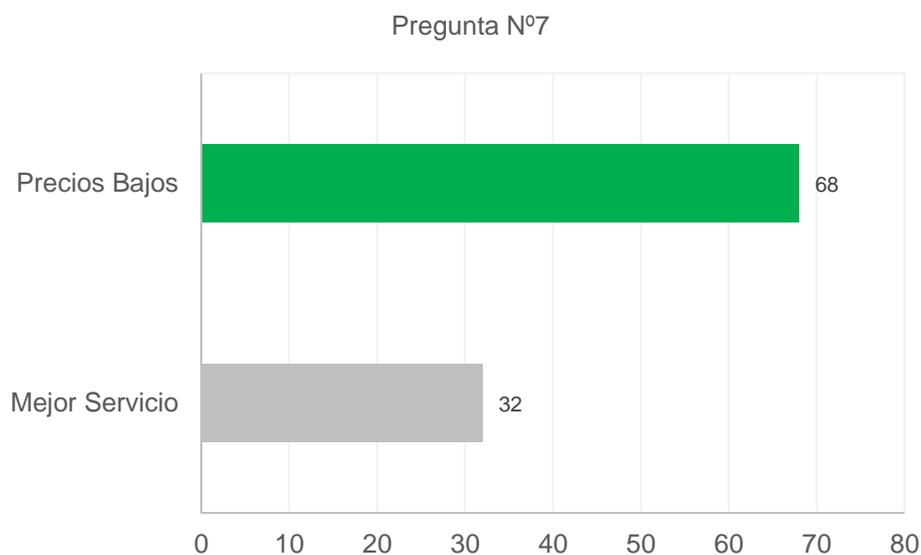


Gráfico N°7. Resultados de la Muestra – Pregunta N°7
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 68% de los encuestados prefiere un proyecto cuyo resultado se traduzca en reducir los precios de la energía eléctrica en comparación con la mejora del servicio brindado por la distribuidora eléctrica.

- b) El 32% de los encuestados prefiere un proyecto cuyo resultado se traduzca en mejores condiciones visibles del servicio eléctrico en comparación con reducir los precios de la energía.

La pregunta N°8 **¿Cómo califica el servicio de alumbrado público en la comunidad?**, consistió en una selección mostrada en el **Gráfico N°8** en la parte final de la encuesta para tratar de medir las causas de aceptación o rechazo de parte del servicio eléctrico ofrecido.

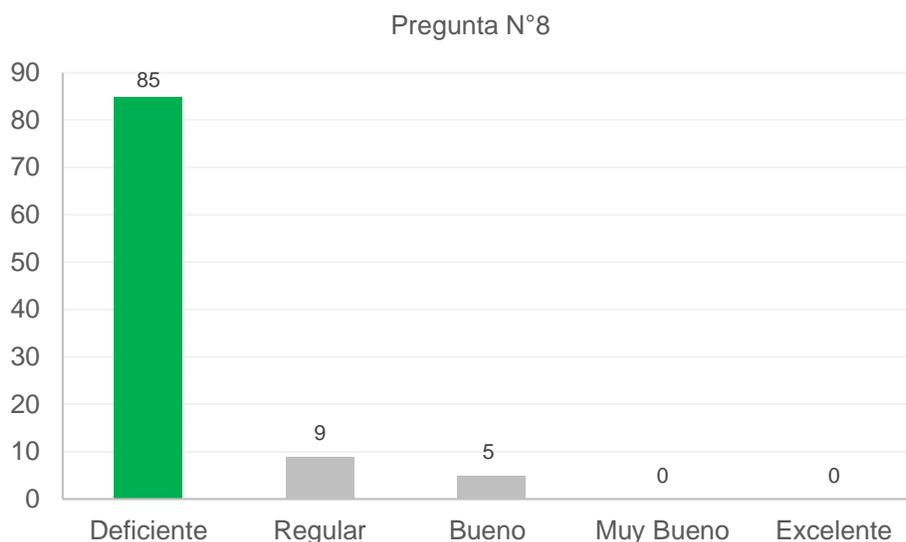


Gráfico N°8. Resultados de la Muestra – Pregunta N°8
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 85% de los encuestados califica como deficiente el servicio de alumbrado público.
- b) El 9% de los encuestados califica como regular el servicio de alumbrado público.
- c) El 5% de los encuestados califica como bueno el servicio de alumbrado público.
- d) Los resultados de la encuesta sirven de insumos para la propuesta del proyecto de investigación.

La pregunta N°9 **¿Cómo califica el servicio de toma de lectura?**, consistió en una selección mostrada en el **Gráfico N°9** en la parte final de la encuesta para tratar de medir las causas de aceptación o rechazo de parte del servicio eléctrico ofrecido.

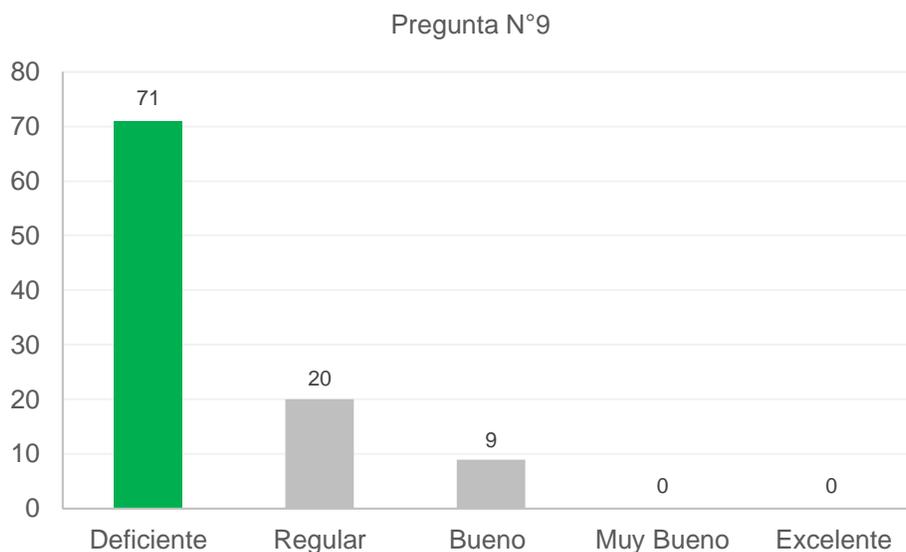


Gráfico N°9. Resultados de la Muestra – Pregunta N°9
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- a) El 71% de los encuestados califica como deficiente el servicio de toma de lectura del agente distribuidor.
- b) El 20% de los encuestados califica como regular el servicio de toma de lectura del agente distribuidor.
- c) El 9% de los encuestados califica como bueno el servicio de toma de lectura del agente distribuidor.
- d) Los resultados de la encuesta sirven de insumos para la propuesta del proyecto de investigación.

La pregunta N°10 **¿Cómo califica el servicio de entrega de factura?**, consistió en una selección mostrada en el **Gráfico N°10** en la parte final de la encuesta para tratar de medir las causas de aceptación o rechazo de parte del servicio eléctrico ofrecido.

Respuesta:

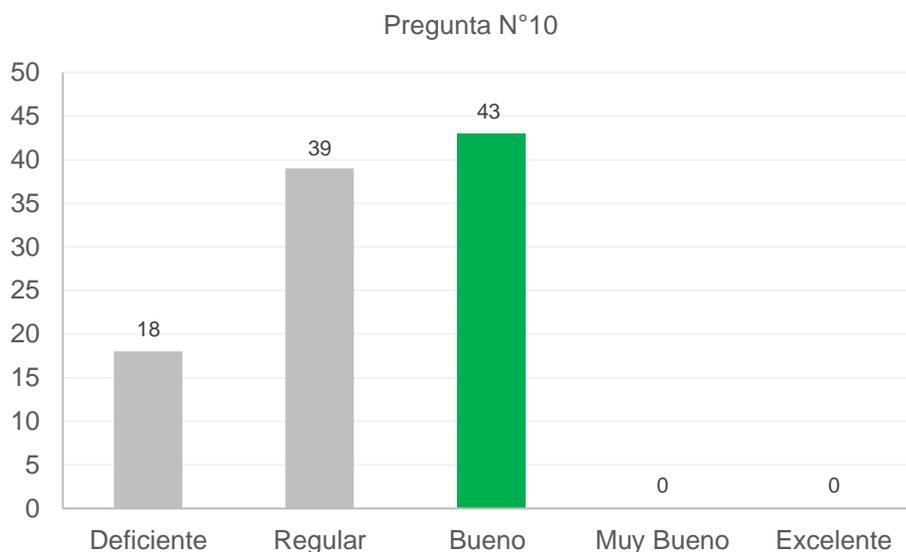


Gráfico N°10. Resultados de la Muestra – Pregunta N°10
Adaptado de *El Cuestionario* [Instrumento], Elaboración Propia

Observaciones:

- e) El 43% de los encuestados califica como bueno el servicio de entrega de facturas del agente distribuidor.
- f) El 39% de los encuestados califica como regular el servicio de entrega de facturas del agente distribuidor.
- g) El 18% de los encuestados califica como deficiente el servicio de entrega de facturas del agente distribuidor.
- h) Los resultados de la encuesta sirven de insumos para la propuesta del proyecto de investigación.

4.1.7. Actualización de la Línea Base

Se depuran los datos existentes en los sistemas de gestión del Agente Distribuidor con los datos reales de levantamiento de campo del área de influencia del circuito de distribución de estudio. De esta manera se define la línea base del estudio para contabilizar otras variables relacionadas con el consumo, las mediciones, los centros de transformación, localidad, municipio, circuito de distribución (GTN3020) y subestación eléctrica.

Esta depuración consolida los registros que serán consultados reiterativamente para obtener información precisa del sistema de estudio y acreditar los resultados y cálculos del proyecto.

Por lo tanto, en la **Tabla N°9** se comparan los datos existentes con el levantamiento de campo para definir la línea base del proyecto:

Tabla N°13. Datos de Campo vs Registros para Línea Base del Circuito

Descripción	Base de Datos	Levantamiento de Campo	Observaciones
Usuarios con Contrato	2.477	2.590	<ul style="list-style-type: none"> • 324 usuarios de baja del servicio¹³ • 196 usuarios adicionales. • 98 usuarios pertenecen a otro circuito.
Usuarios sin Contrato	0	983	<ul style="list-style-type: none"> • No se llevan registros anteriores de estos datos.
Transformadores	170	153	<ul style="list-style-type: none"> • La mala asociación de los usuarios condicional una mala asociación con el transformador.
Municipios	4	3	<ul style="list-style-type: none"> • La mala asociación de con el transformador refiere una mala asociación con el municipio.
Circuitos	3	1	<ul style="list-style-type: none"> • La mala asociación de con el transformador refiere una mala asociación con el circuito.

Nota: *Elaboración Propia*

¹³ Usuarios que tenían contrato con el Agente Distribuidor y por diferentes razones se dio de baja el servicio eléctrico.

4.1.8. Principales Hallazgos Encontrados

- Durante el levantamiento de campo y registro de los datos se calcula que el 38.3% de la infraestructura de la red eléctrica de baja tensión se encuentra en situación inexistente, vulnerable y deteriorada principalmente en sectores con características de red abierta (conductores desnudos).
- Durante el levantamiento de campo se confirma que el 27.5% de la población domiciliar, exactamente 953 viviendas, no tiene contrato con el agente distribuidor y se encuentran conectados directos de las redes de baja tensión. Es inevitable encontrar similitud con el registro del 26% de las pérdidas de energía reportadas en el balance energético anual del Agente Distribuidor.
- El 58% de la población consideran el servicio de electricidad deficiente por la calidad de los servicios de alumbrado público, toma de lectura y reparto de factura. En ninguno de los casos se obtuvo un valor de “muy bueno” o “excelente” del servicio percibido.
- El 68% de la población considera excesivos el precio de la energía reflejada en sus facturas mensuales del servicio eléctrico, e hipotéticamente preferirían mejorar los precios de la energía que mejorar los servicios suministrados de alumbrado público, toma de lectura y reparto de facturas.
- Se encontró diferencias entre los datos de campo y los registros del sistema para la cuenta de cantidad de usuarios, clientes y transformadores asociados históricamente en la base de datos del circuito GTN3020 del agente distribuidor. Esta diferencia representa el 4.56% de los clientes y 11% de los transformadores.
- Durante el recorrido se encontraron cuatro (4) fronteras técnicas; tres de ellas con circuitos de distribución, al norte con el circuito TPT3040 (con medición) y GTN3020, hacia el suroeste tiene límites con el circuito BZN3040 (donde

anteriormente formaba un mismo circuito) y hacia el sureste con el circuito BZN3030 su conexión es por la cercanía de las redes de baja tensión. El caso de la subestación eléctrica no presenta medida bidireccional por lo que el flujo solo se mide en una sola dirección.

- Durante el recorrido se caracterizó el circuito GTN3020 y se dividió el mercado en tres zonas diferentes, sin embargo, es importante medir y caracterizar cada zona a través de sus balances energéticos para planificar mejor los recursos disponibles para las reelectrificaciones que serán invertidos inicialmente en las zonas de mayor necesidad.
- El proyecto tiene un área de influencia de 3,573 fincas domiciliarias extendidas en 12 localidades principales de aproximadamente 17.865 habitantes (datos ponderados), en un recorrido de 70 km de red de media tensión y distribuidos en 153 centros de transformadores para abastecer a 2,590 servicios de energía eléctrica.
- El 91.7% de las viviendas del área de influencia están visiblemente con bajos recursos económicos.
- El 63.2% de la red de media tensión existente es de características monofásicas, con mayor predominio en la zona N°2.
- El 33.7% de la red de media tensión existente es de características trifásicas, con mayor predominio en la zona N°1.
- El 59.2% de los transformadores de usuarios general se encuentran en la zona N°2 donde abastecen al 54.9% de la población.
- El 44.4% de los transformadores exclusivos se encuentran en la zona N°1.

4.2. Análisis de la Demanda del Circuito GTN3020

Se analiza y define el comportamiento y las características de la demanda a través de los registros del perfil de carga¹⁴ almacenados en el equipo de medición ubicado en el punto frontera del circuito de distribución y se elabora la curva que se muestra en el **Gráfico N°11**.

En el mismo periodo se analizan y procesan los registros de los grandes consumidores¹⁵ que se encuentran en el circuito de estudio, de esta manera se visualiza la curva de demanda y el comportamiento de uso de la energía en todo el bloque horario, especialmente de quienes tienen mayor influencia en la demanda del circuito.

En el siguiente gráfico se visualiza la relación que tienen los grandes consumidores sobre la curva de demanda del circuito de estudio, influyendo sobre la máxima y mínima demanda de los bloques horarios.

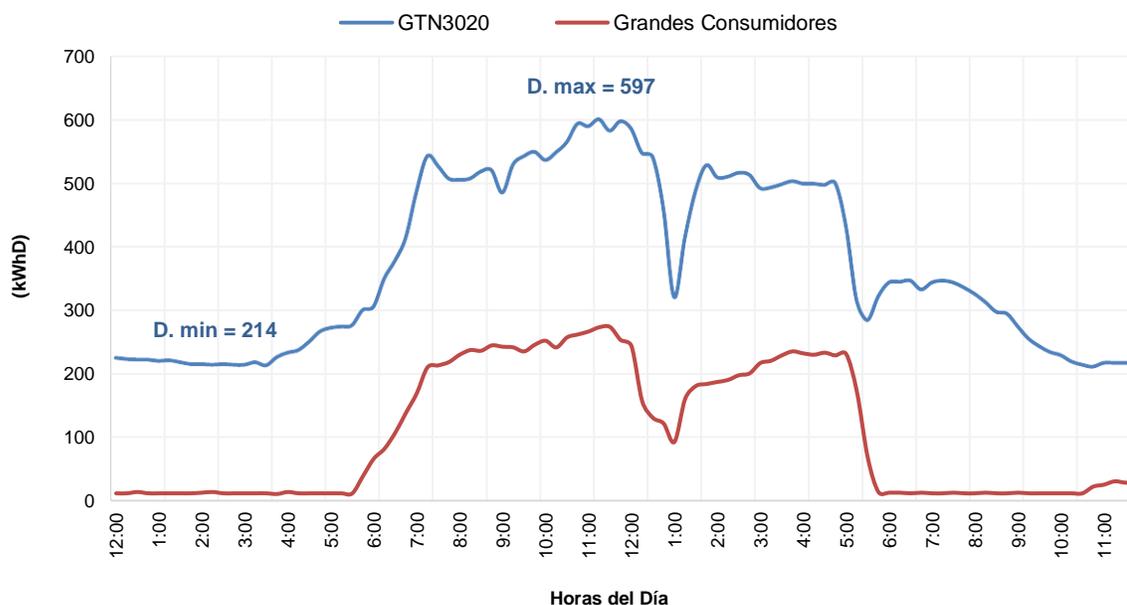


Gráfico N°11. Curva de Demanda de Grandes Consumidores y Circuito GTN3020
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

¹⁴ Relación de la carga eléctrica en función del tiempo.

¹⁵ El usuario debe estar previstos de equipo de medición telemático para la obtención de sus registros.

Asimismo, se elabora el **Gráfico N°12** con la curva de demanda del resto de usuarios que corresponden a una gran mayoría de uso domiciliario sin olvidar aquellos que se encuentran sin contratos. Esta situación debe estar presente durante el análisis de los registros y consumos históricos, así como los registros de pérdidas de energía y la proyección de la demanda.

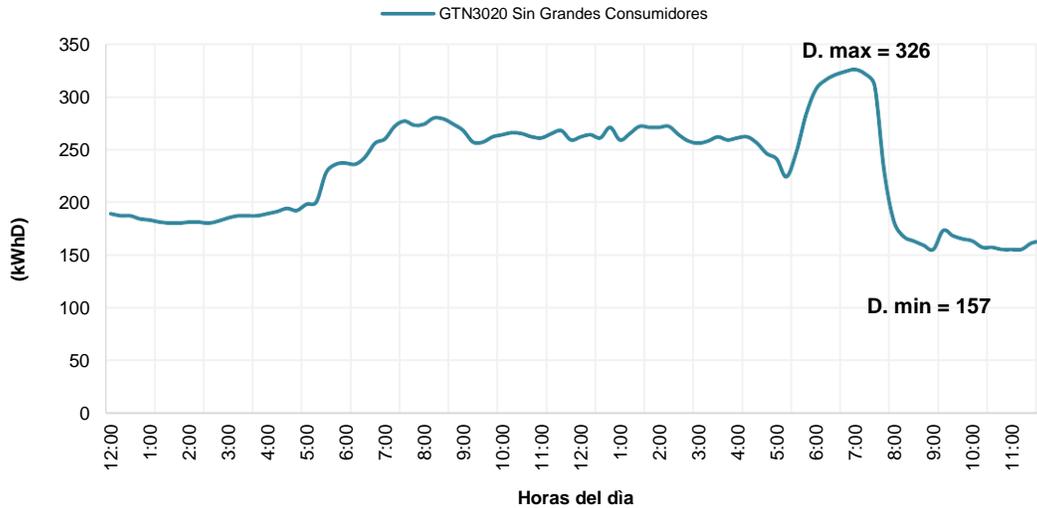


Gráfico N°12. Curva de Demanda Horaria Sin Grandes Consumidores
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

El **Gráfico N°13** muestra los registros de demanda máxima y mínima (kWh) requeridos del circuito de estudio en un periodo de un mes.

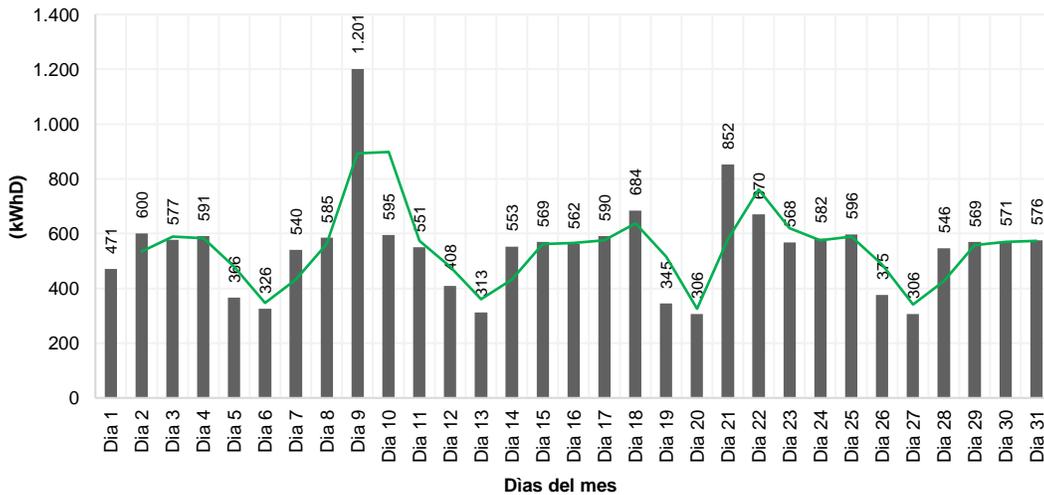


Gráfico N°13. Curva de Demanda Mensual Circuito GTN3020
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

El **Gráfico N°14** muestra los registros de energía (MWh) inyectada al circuito de estudio en un periodo de un mes.

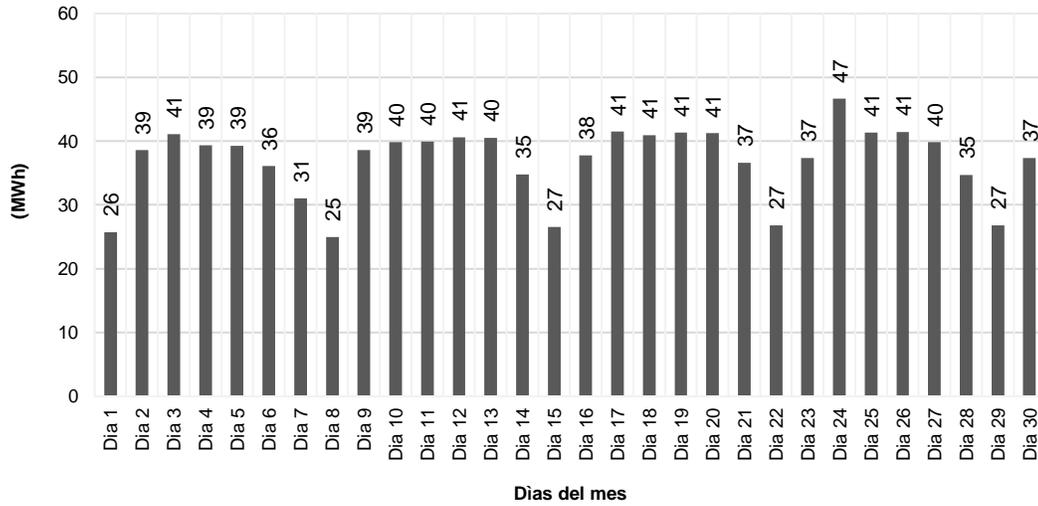


Gráfico N°14. Curva de Energía Mensual Circuito GTN3020

Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

El **Gráfico N°15** muestra el balance de energía (MWh) inyectados al circuito de estudio en un periodo de un año.

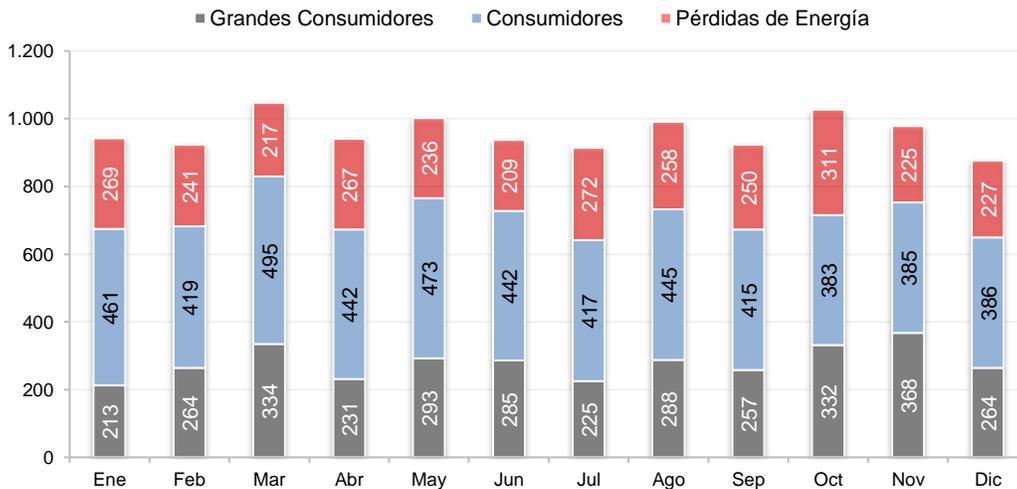


Gráfico N°15. Curva de Demanda Mensual Circuito GTN3020

Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Agente Distribuidor

4.2.1. Clasificación de la Demanda del Circuito GTN3020

El **Grafico N°16** muestra la demanda clasificada según la tipología de usuarios que demandan el servicio eléctrico

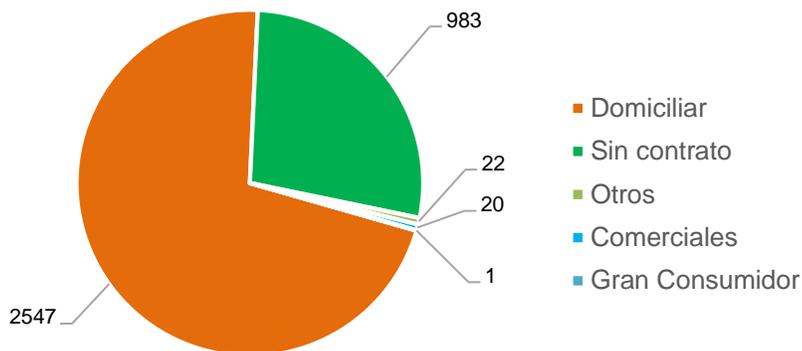


Gráfico N°16. Clasificación de la Demanda según la Tipología de Usuarios
 Adaptado de Levantamiento de Campo del Circuito GTN3020, [Instrumento], Elaboración Propia

El **Grafico N°17** muestra la demanda clasificada según el porcentaje de participación en los registros del balance general de energía correspondiente a un periodo de un año.

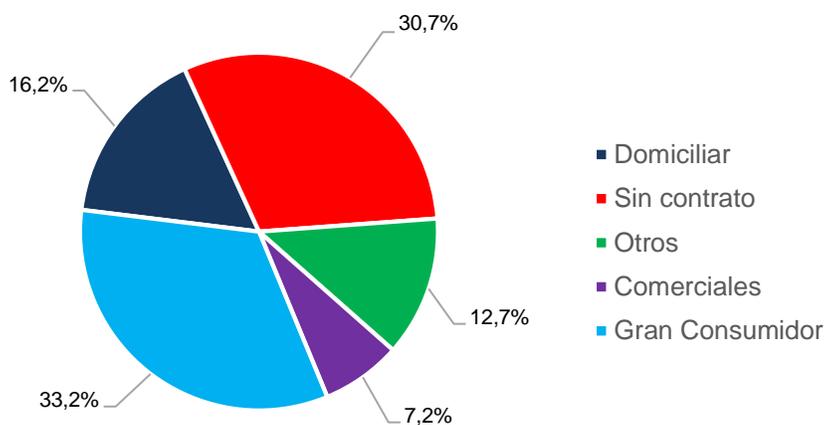


Gráfico N°17. Clasificación de la Demanda según el Consumo de Energía
 Adaptado de Base de Datos del Agente Distribuidor, [Registros], Elaboración Propia

4.2.2. Demanda Histórica del Circuito GTN3020

Se exponen los registros de demanda en periodos anteriores al análisis para valorar el comportamiento y crecimiento de las variables de estudio, en especial la dependencia que existe con el precio de mercado como se muestra en la **Tabla N°14**.

Tabla N°14. Registros Históricos de la Demanda del Circuito GTN3020

Año	Población	% Crec. Población	Demanda de Energía (MWh)	Precio Monómico de la Energía (US\$)	Demanda Sin Gran Consumidor (MWh)	% Crec. Demanda Domiciliar
2010	1,755	0,0%	9,993	140.2	4,170	0,0%
2011	1,917	9,2%	10,269	164.8	3,593	-16.0%
2012	2,019	5,3%	10,508	164.9	5,420	33.7%
2013	2,175	7,7%	11,378	154.0	6,082	10.8%
2014	2,170	-0,2%	11,927	132.8	6,702	9.2%
2015	2,254	3,9%	12,319	113.9	6,917	3,1%
2016	2,390	6,0%	11,792	129.4	6,390	-8,2%
2017	2,487	4,1%	11,055	141.2	6,120	-4,4%
2018	2,510	0,9%	11,031	155,6	5,376	-13,8%
2019	2,682	6,9%	11,499	147,5	5,245	-2.5%

Nota: Estadísticas *Series Históricas*, INE, Agente Distribuidor.

<https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/serie-historica/>

4.2.3. Proyección de la Demanda del Circuito GTN3020

Se realiza el cálculo de la función de demanda del sector domiciliario del circuito de estudio a través de los datos históricos de sus variables de cantidad de demanda y precio de la energía registrados en la última década, para establecer una relación de sus variables y proyectar la tendencia de consumo en los escenarios planteados por el proyecto.

Los cálculos se realizan con los registros de consumo total del circuito GTN3020 sin el aporte de los grandes consumidores para evaluar una pendiente exclusivamente del sector domiciliario. Es importante realizar las proyecciones y cálculos con datos de fuentes confiables y oficiales.

De esta manera, con los datos de la **Tabla N°15**:

Tabla N°15. Relación Demanda vs Precio de Venta de la Energía

Año	Precio (X)	Cant. Demanda (Y)
2010	140.2	4,170
2011	164.8	3,593
2012	164.9	5,420
2013	154.0	6,082
2014	132.8	6,702
2015	113.9	6,917
2016	129.4	6,390
2017	141.2	6,120
2018	155,6	5,376
2019	147,5	5,245

Nota: Estadísticas *Series Históricas*, INE, Agente Distribuidor.

Se realiza el **Gráfico N°18** donde se muestra la función punto pendiente de la demanda aplicando el cálculo estadístico de regresión lineal ajustada entre las variables de cantidad demandada y precio de venta de la energía.

El cálculo brinda valores de correlación alta de tendencia negativa: $r=0.66$, $r^2=0.439$.

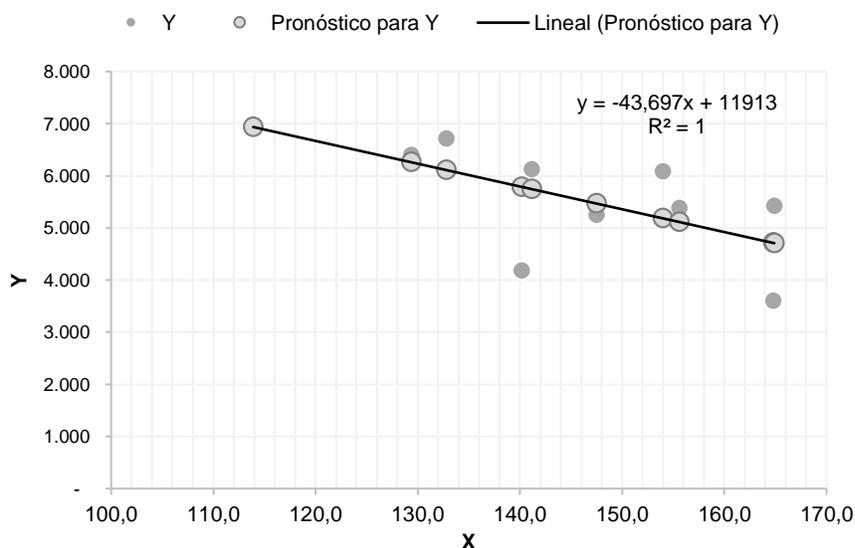


Gráfico N°18. Regresión Ajustada - Demanda y Precio de la Energía
Adaptado de *Estadísticas Series Históricas*, Elaboración Propia

Con la ecuación:

$$Y = -43,697x + 11913$$

Se proyecta el **Gráfico N°19** de la curva de demanda y los valores de precio y cantidad demandada de la situación actual.

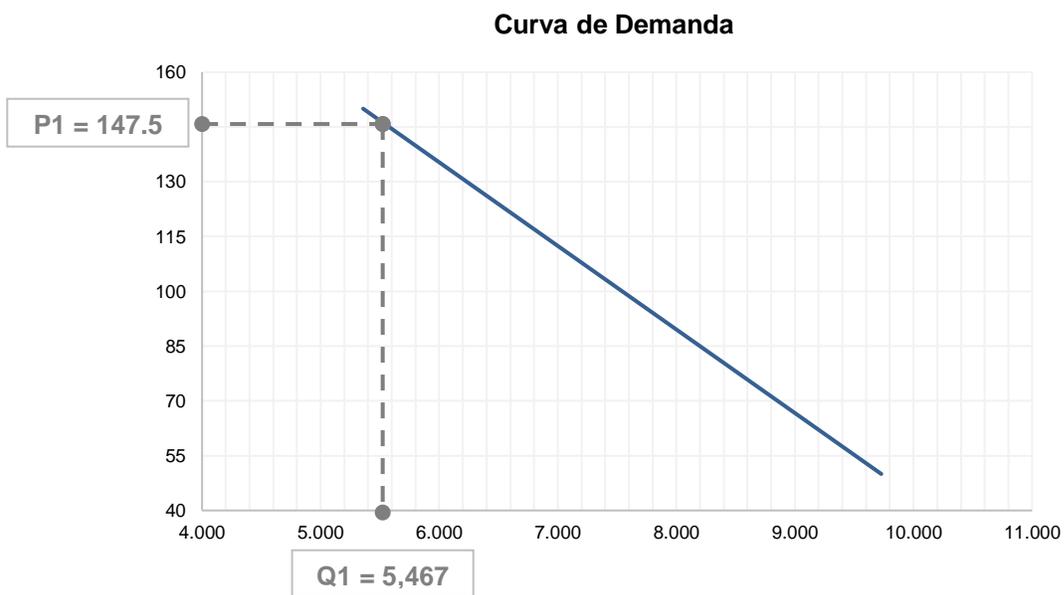
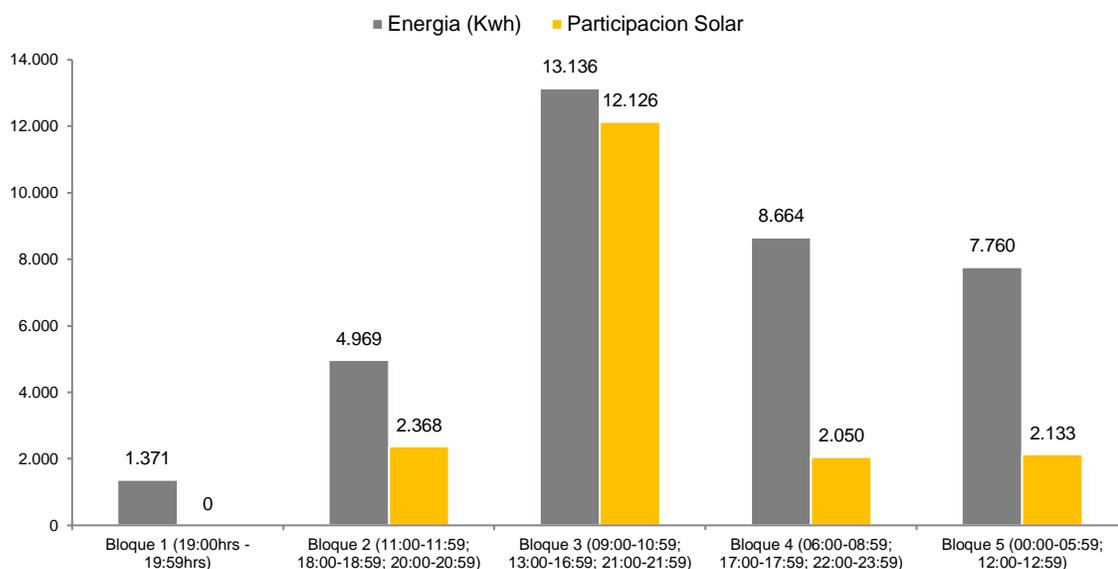


Gráfico N°19. Curva de Demanda Domiciliar GTN3020
Adaptado de *Estadísticas Series Históricas*, Elaboración Propia

4.2.4. Demanda Efectiva del Circuito GTN3020

Se calcula la perspectiva de participación en la demanda del circuito de estudio, es decir, el porcentaje de energía del circuito que coincide con la generación de la propuesta de proyecto. Para lograr los resultados del **Gráfico N°20** se distribuyen los valores de consumo horario de la curva de demanda en los bloques horarios previstos y se distribuye la participación de la propuesta solar en un periodo estimado de 08:00 hrs hasta 17:00 hrs.

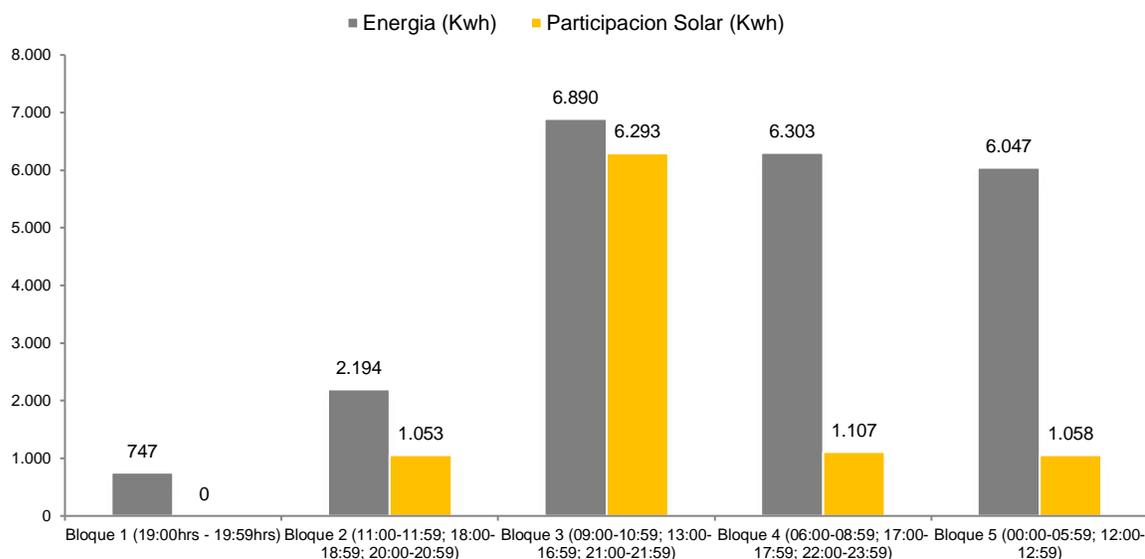
La energía promedio de lunes a viernes que se inyecta al circuito es de 35.900 kWh, incluyendo la energía que se pierde en el sistema, la perspectiva de participación del proyecto en la demanda efectiva de este periodo y por las características de la curva de demanda del circuito es del 52.0%, es decir; 18.677 kWh/día.



Bloque	Energía (Kwh)	%	Energía Solar (Kwh)	%
Bloque 1 (19:00hrs - 19:59hrs)	1,371	3.8%	0.00	0.0%
Bloque 2 (11:00-11:59; 18:00-18:59; 20:00-20:59)	4,969	13.8%	2,368	47.7%
Bloque 3 (09:00-10:59; 13:00-16:59; 21:00-21:59)	13,136	36.6%	12,126	92.3%
Bloque 4 (06:00-08:59; 17:00-17:59; 22:00-23:59)	8,664	24.1%	2,050	23.7%
Bloque 5 (00:00-05:59; 12:00-12:59)	7,760	21.6%	2,133	27.5%
	35,900	100.0%	18,677	52.0%

Gráfico N°20. Distribución de Energía en Bloques Horarios Días de Semana
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

La energía promedio los fines de semana (sábado y domingo) que se inyecta al circuito es de 22.181 kWh, incluyendo la energía que se pierde en el sistema, la perspectiva de participación del proyecto en la demanda en ese periodo y por las características de la curva de demanda del circuito es del 42.9%, es decir; 9.511 kWh/día como se aprecia en el **Gráfico N°21**.



Bloque	Energía (Kwh)	%	Energía Solar (Kwh)	%
Bloque 1 (19:00hrs - 19:59hrs)	747	3.4%	0.00	0.0%
Bloque 2 (11:00-11:59; 18:00-18:59; 20:00-20:59)	2,194	9.9%	1,054	48.8%
Bloque 3 (09:00-10:59; 13:00-16:59; 21:00-21:59)	6,890	31.1%	6,293	91.3%
Bloque 4 (06:00-08:59; 17:00-17:59; 22:00-23:59)	6,303	28.4%	1,107	17.6%
Bloque 5 (00:00-05:59; 12:00-12:59)	6,047	27.3%	1,058	17.5%
	22,181	100.0%	9,511	42.9%

Gráfico N°21. Distribución de Energía en Bloques Horarios Fines de Semana
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

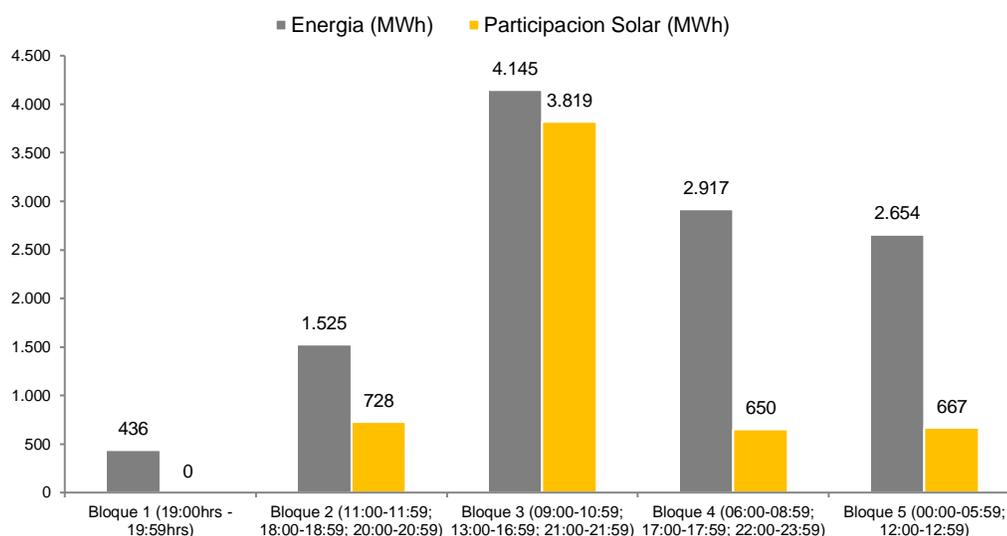
De forma general, en periodos de fines de semana la demanda efectiva se reduce en todos los bloques horarios y la participación solar cae al 42.9% de la demanda total, a excepción del bloque 3 donde tiene mayor demanda efectiva por los horarios de mayor generación prevista.

Finalmente, la energía total que se inyecta al circuito durante el periodo de un año es de 11,676 MWh, incluyendo la energía que se pierde en el sistema, la perspectiva de participación del proyecto en la demanda en ese periodo y por las características de la curva de demanda del circuito es de 50.2%, es decir; 5.863 MWh, como se aprecia en el **Gráfico N°22**.

Se distribuye la demanda de los bloques horarios en periodo de lunes a viernes por 261 días del año.

Se distribuye la demanda de los bloques horarios en periodo de sábado y domingo por 104 días del año.

Se contabiliza la energía de los 365 días del año $\pm 1\%$.



Bloque	Energía (Mwh)	%	Energía Solar (Mwh)	%
Bloque 1 (19:00hrs - 19:59hrs)	436	3.7%	0.00	0.0%
Bloque 2 (11:00-11:59; 18:00-18:59; 20:00-20:59)	1,525	13.1%	728	47.7%
Bloque 3 (09:00-10:59; 13:00-16:59; 21:00-21:59)	4,145	35.5%	3,819	92.1%
Bloque 4 (06:00-08:59; 17:00-17:59; 22:00-23:59)	2,917	25.0%	650	22.3%
Bloque 5 (00:00-05:59; 12:00-12:59)	2,654	22.7%	667	25.1%
	11,677	100.0%	5,864	50.2%

Gráfico N°22. Distribución de Energía en Bloques Horarios en el Año.

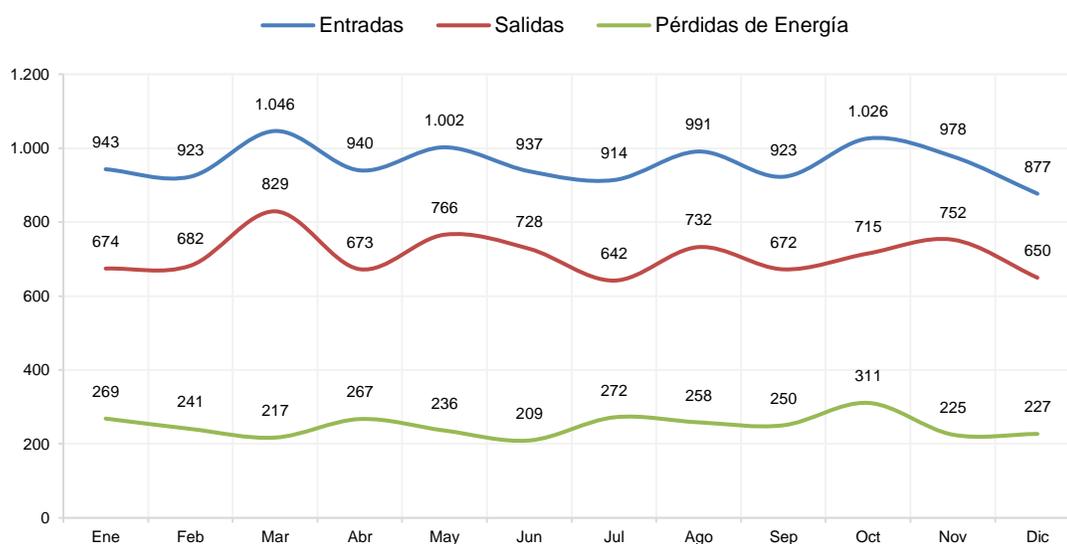
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

4.2.5. Balance de Energía del Circuito GTN3020

Es el registro aritmético de los flujos de energía que se inyectan al circuito de distribución y el consumo facturado a través de los diferentes equipos de medición en un periodo de tiempo.

El balance es el resultado de la situación financiera para los agentes que están involucrados en la oferta y demanda del sector eléctrico. El **Gráfico N°23** muestra una curva relativamente constante, sin afectaciones coyunturales o fenómenos estacionales, donde se proyectará las diferentes propuestas que broten del análisis realizado de la oferta.

Esta es la situación sin proyecto del circuito GTN3020, un estado que se pretende transformar en busca de una solución sostenible y rentable. En este punto, se han esclarecido muchas de las variables de la investigación que dan respuesta a los primeros objetivos.



Descripción	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Entradas (Mwh)	943	923	1.046	940	1.002	937	914	991	923	1.026	978	877	11,499
Salidas (Mwh)	674	682	829	673	766	728	642	732	672	715	752	650	8,515
Pérdidas (Mwh)	269	241	217	267	236	209	272	258	250	311	225	227	2,983
% Pérdidas Mes	28%	26%	21%	28%	24%	22%	30%	26%	27%	30%	23%	26%	26%

Gráfico N°23. Balance de Energía del Circuito GTN3020

Adaptado de Registros de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Agente Distribuidor

4.3. Análisis de la Oferta del Circuito GTN3020

El análisis de la oferta consiste en establecer las cantidades y condiciones sobre la energía que será ofertada por el proyecto debido a la situación actual y características de la demanda, en este punto, se retoman las condiciones abordadas durante la identificación del problema, el análisis de los resultados y el análisis de la demanda para proponer una condición con proyecto que obtenga los beneficios buscados.

4.3.1. Clasificación de la Oferta de Mercado

Según la información aportada por el Ente Regulador (INE) en su anuario estadístico y registros históricos del sector eléctrico, la oferta de generación eléctrica neta en la última década está compuesta principalmente por la generación térmica como se muestra en el **Gráfico N°24**.

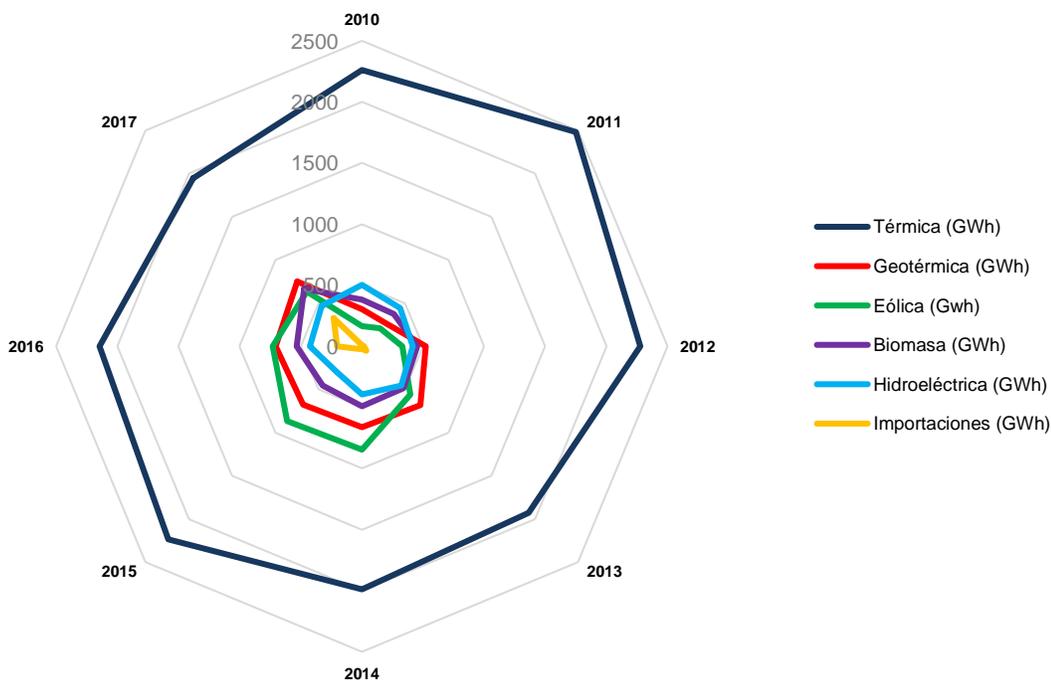


Gráfico N°24. Clasificación de la Oferta de Generación del Mercado Eléctrico
Adaptado de *Estadísticas Series Históricas*, [Base de Datos], INE

La **Tabla N°16** muestra la capacidad instalada de generación del mercado eléctrico y la gestión de los recursos del sistema.

Tabla N°16. *Demanda y Capacidad Instalada del Mercado Eléctrico*

Año	Máxima (MWh)	Mínima (MWh)	Cap. Inst. (MW)	FC (%)
2010	545	185	1,072	69,7%
2011	558	134	1,108	68,0%
2012	568	165	1,286	68,0%
2013	593	272	1,291	69,0%
2014	619	236	1,328	70,0%
2015	667	323	1,346	71,0%
2016	671	332	1,396	72,0%
2017	679	307	1,482	67,0%
2018	691	337	1,467	68,0%
2019	717	39	1,619	71,0%

Nota: Estadísticas *Series Históricas*, INE

El **Gráfico N°25** muestra la participación por bloques horarios y tipo de fuente de generación de la oferta de mercado para demostrar que durante todo el bloque horario la generación térmica está presente, por lo tanto, la nueva generación sustituirá energía térmica de los bloques horarios.

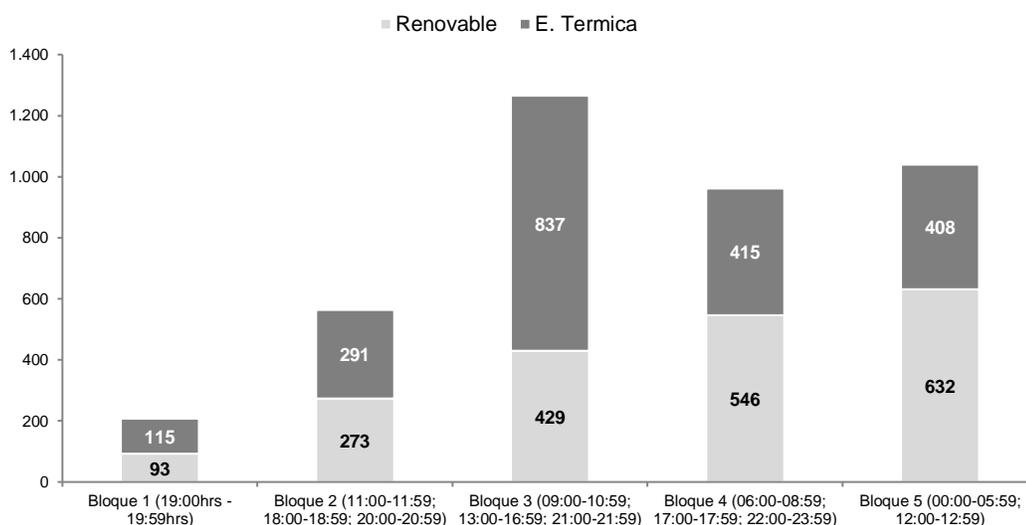


Gráfico N°25. *Inyecciones de Energía por Bloque Horario y Tipo de Fuente*
Adaptado de *Estadísticas Series Históricas*, [Base de Datos], INE

4.3.2. Potencial de la Oferta

Se calcula y proyecta el potencial de la energía que puede ser aprovechada en el área de influencia del circuito de distribución GTN3020 según los niveles de radiación solar que recaen sobre los sitios propuestos.

La **Tabla N°17** muestra los valores promedios de radiación solar de los sitios de selección, con las coordenadas geodésicas de levantamiento se calcula la máxima energía de generación esperada.

Tabla N°17. Potencial de Generación Solar en el Sitio (Mensual)

Año	Radiación Solar Diaria (KWh/m ²)	Propuesta N°1	Propuesta N°2	Propuesta N°3	Propuesta N°4
Enero	5.55	6,021	13,247	1,806	4,817
Febrero	6.06	5,938	13,065	1,781	4,751
Marzo	6.69	7,258	15,969	2,177	5,806
Abril	6.52	6,846	15,061	2,053	5,476
Mayo	5.77	6,260	13,773	1,878	5,008
Junio	5.69	5,974	13,143	1,792	4,779
Julio	5.78	6,271	13,796	1,881	5,017
Agosto	5.75	6,238	13,725	1,871	4,991
Septiembre	5.36	5,628	12,381	1,688	4,502
Octubre	5.27	5,718	12,579	1,715	4,574
Noviembre	5.24	5,502	12,104	1,650	4,401
Diciembre	5.33	5,783	12,722	1,734	4,626
Total	5.75	73,441	161,570	22,032	58,753

Nota: Elaboración Propia, datos en MWh.

El área de una manaza de tierra es equivalente a 7000 m² aproximadamente.

El cálculo de la energía es [(HSP x días del mes x tamaño del terreno)]

Datos de registrados en *Software RETScreen Expert*

Es necesario considerar los elementos que influyen en la generación efectiva de cada sitio propuesto, como el área de instalación de paneles solares, la forma del terreno, la alineación de la planta solar, la tipología del sistema (trifásico, monofásico) en este caso la energía que captamos debe ser transformada equitativamente a un sistema trifásico y por último, las pérdidas de generación es un dato concluyente para la planificación del proyecto.

4.3.3. Proyección de la Oferta del Proyecto

Se calcula y proyecta la energía que finalmente será generada e inyectada al flujo de energía del circuito de distribución GTN3020 según los diferentes sitios propuestos para la instalación de la planta solar.

La **ilustración N°19** muestra cómo la energía recibida de la fuente de energía se ve reducida e influenciada por los factores de transformación, niveles de eficiencia y condiciones reales de cada sitio.

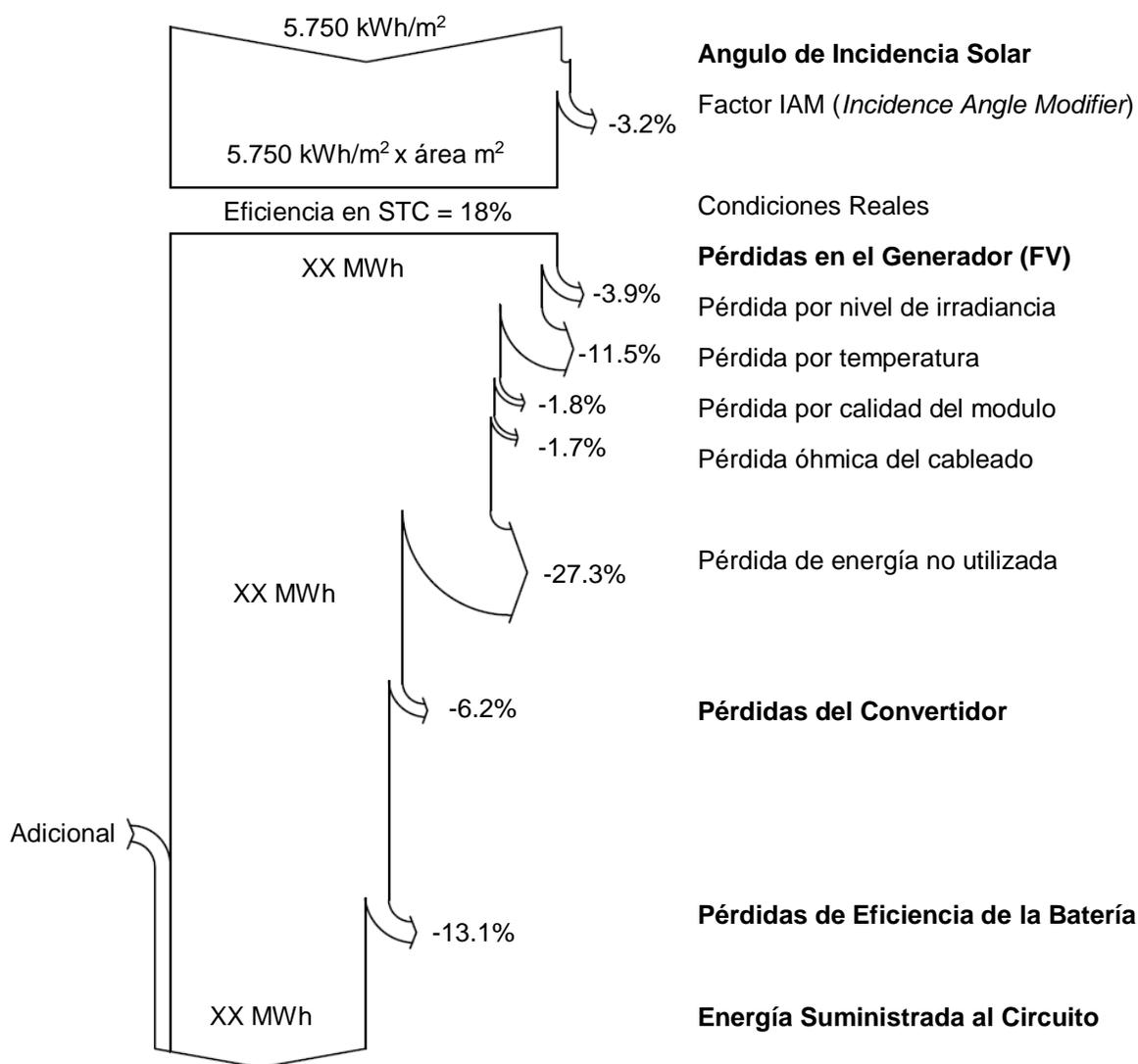


Ilustración N°19. Generación Efectiva para Inyectar al Suministro Eléctrico
Adaptado de *Simulación de Energía* [Diagrama de Pérdidas], Proyecto de Energía FV

Se realiza una proyección y distribución de la energía generada en horarios de generación solar que se ajuste a las 5.75 HSP, el nivel de potencia calculado determina la necesidad de espacio (m²) del generador para la selección del sitio óptimo.

La nueva curva del **Gráfico N°26** muestra la curva de generación del proyecto en comparación con la curva de demanda del circuito y la curva de demanda domiciliar, de esta manera se visualiza la oferta efectiva y se pueden calcular los diferentes escenarios del proyecto.

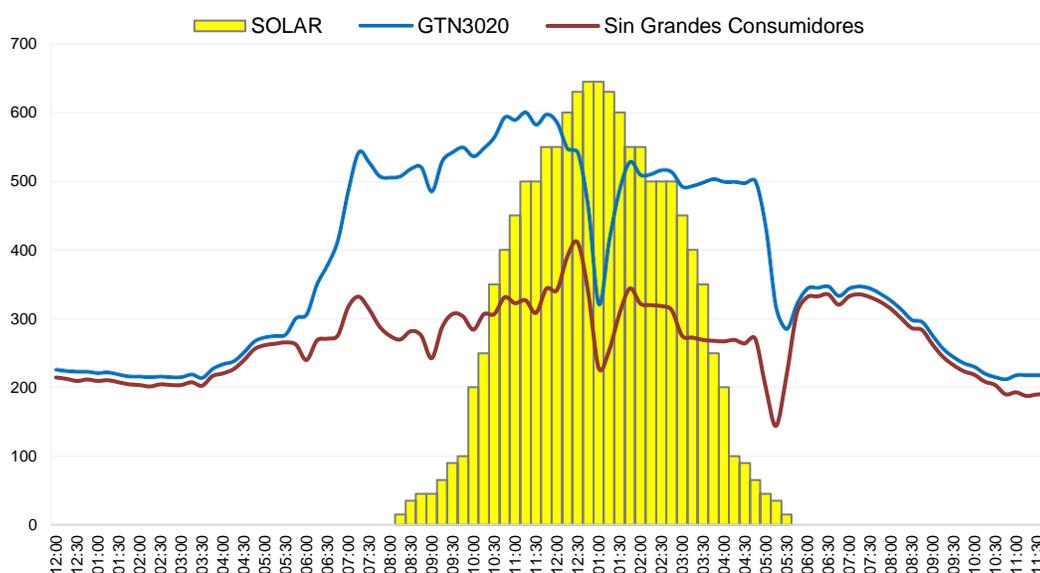


Gráfico N°26. Curva de Generación Proyectada y Curva de Demanda
Adaptado de Perfil de Carga del Circuito GTN3020, [Base de Datos], Elaboración Propia

Se proyecta una participación de la oferta del proyecto con la demanda efectiva del circuito (lunes a viernes) del 66.7% con una energía aproximada de 12.4 MWh/día y una sobre generación por producción pico de 1.04 MWh/día.

Se proyecta una participación de la oferta del proyecto con la demanda efectiva del circuito (sábado y domingo) del 130.9% con una energía aproximada de 12.4 MWh/día y una sobre generación por producción pico de 4.21 MWh/día.

4.4. Balance Oferta – Demanda

En un mercado en equilibrio la demanda y la oferta de mercado están equilibradas y en ausencia de influencias externas la cantidad de servicio que los usuarios quieren consumir es igual a la cantidad de servicio que los oferentes quieren generar (Mankiw, 2002).

El **Gráfico N°27** muestra el punto de equilibrio hipotético en condiciones ideales y los beneficios que se obtienen de la liberación de recursos y excedentes del consumidor involucrados en el proyecto.

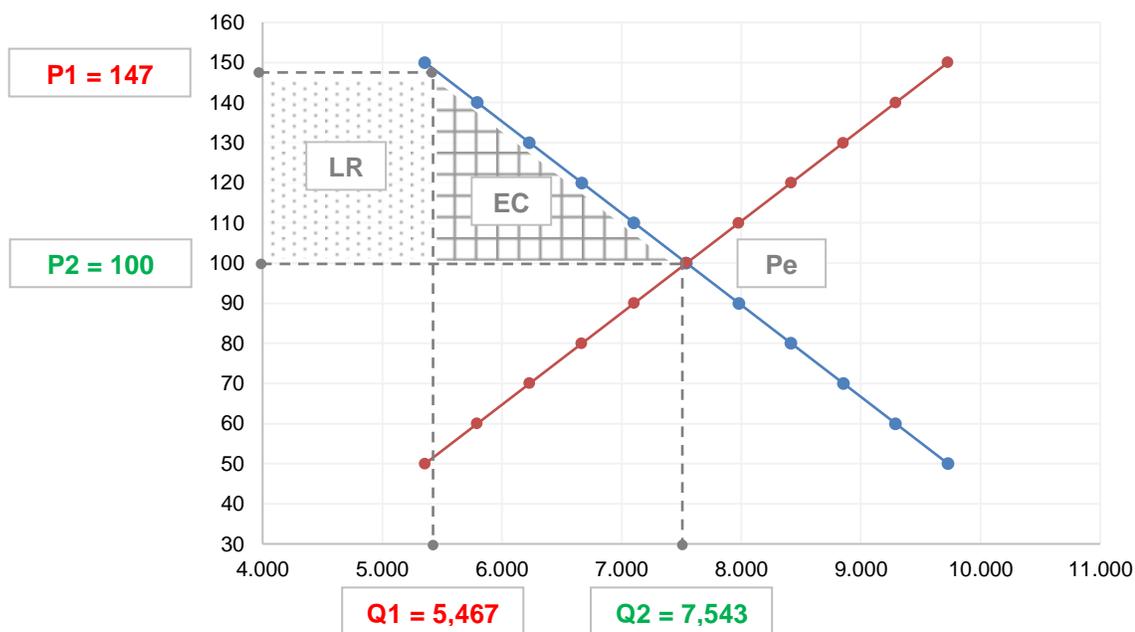


Gráfico N°27. Curva de Equilibrio de Oferta y Demanda Circuito GTN3020
Elaboración Propia

Se entiende que el sector energético es un mercado regulado por entidades gubernamentales para resguardar los derechos de la población general y promover un impacto positivo en la economía del país.

4.5. Definición del Producto o Servicio

Después de realizar el diagnóstico situacional y evaluar los principales elementos del mercado se toman las siguientes consideraciones:

- Se propone la instalación de una Planta Solar Fotovoltaica con una capacidad instalada entre 7.0MW – 10.0MW de potencia conectada a la red del circuito de distribución GTN3020 con tensión nominal 7.6/13.2Kv y frecuencia de 60 Hz.
- Se propone una generación efectiva mínima de 35 MWh/día y de 11.000 MWh/año.
- Se propone una participación en el mercado, igual o mayor al 95% de la energía total del circuito GTN3020 en periodo de un año.
- Se propone un proyecto complementario para la reelectrificación de las comunidades afectadas que puedan ser beneficiadas por la liberación de recursos económicos, la reducción de pérdidas eléctricas y la solvencia de la deuda acumulada del sector domiciliario del circuito de estudio.
- Se propone como precio base el precio de cierre de mercado para la venta de energía con un porcentaje de reducción anual hasta alcanzar el precio de equilibrio.

CAPITULO V. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

En este capítulo se aborda la propuesta de solución de la investigación, lo relacionado con la transformación de los insumos necesarios para obtener el producto o servicio terminado y evaluar la posibilidad de realizar el proyecto. Para esto, se toman en cuenta las condiciones previas del mercado y del problema a resolver para proyectar todos los elementos técnicos necesarios. Con los resultados obtenidos se realizará la evaluación del proyecto a través de sus indicadores financieros y socioeconómicos.

5.1. Determinación del Tamaño Óptimo ¿Cuánto Producir?

Si bien existen muchos elementos que determinan la selección del tamaño óptimo durante la planificación del proyecto, el principal objetivo de la investigación ha sido ofrecer un servicio que retribuya beneficios y mejore las condiciones actuales del suministro eléctrico de las comunidades vulnerables del circuito GTN3020.

Por lo tanto, las condiciones del tamaño del proyecto que se evalúan en esta investigación están relacionadas directamente con las condiciones de demanda efectiva, del mercado para el cual está dirigido el proyecto y como atributo principal los valores del balance energético del circuito GTN3020 que transcurren en un periodo determinado. Este concepto se traduce a los valores de la **Tabla N°18**:

Tabla N°18. Definición del Tamaño Óptimo

Ítems	Descripción	Tamaño
A	Demanda Máxima de Potencia (kWh)	750
B	Demanda Media de Potencia (kWh)	475
C	Demanda Mínima de Potencia (kWh)	200
D	Energía Total Circuito GTN3020 (MWh/año)	11,499
E	Energía Sin GC del Circuito GTN3020 (MWh/año)	5,245
F	% de Pérdidas de Energía	26%
G	Energía a Generar en el año	11,000 MWh
H	Tamaño Óptimo (MW)	8.0 MW

Nota: Elaboración Propia

Los datos se tomaron del perfil de carga y balance energético del circuito GTN3020

5.2. Determinación de la Localidad Óptima ¿Dónde producir?

Para un proyecto de planta solar fotovoltaica la disponibilidad del insumo (radiación solar) permite una selección basada en mayor o menor capacidad de generación sobre otro sitio de selección y se transforma en un factor determinante a considerar, sin embargo, el área de influencia del circuito es proyectado prácticamente por un mismo espectro solar con condiciones climatológicas y niveles de radiación similares en gran parte de su recorrido.

Por lo tanto, la selección de la localización del sitio óptimo estará determinada por otro tipo de factores, como el tamaño (m²) del terreno disponible, la disponibilidad del mercado, su adaptación a los niveles promedios de radiación solar de la zona, el precio, los costos, así como otras condicionantes de conexión con la red eléctrica y otros servicios básicos.

5.2.1. Macrolocalización

El método cuantitativo de la **Tabla N°19** se utiliza como primer filtro para las zonas establecidas en el capítulo anterior y seleccionar las propuestas identificadas para la aplicación de un método más específico.

Tabla N°19. Método Cualitativo por Puntos para la Macrolocalización

Factor Relevante	Peso	Zona N°1		Zona N°2		Zona N°3	
		Calif.	Calif. Pond.	Calif.	Calif. Pond.	Calif.	Calif. Pond.
Tamaño	0.30	8	2.4	10	3.0	5	1.5
Acceso a la red trifásica	0.30	10	3.0	5	1.5	8	2.4
Cercanía del mercado	0.15	10	1.5	10	1.5	10	1.5
Acceso vías comunicación	0.15	10	1.5	5	0.75	7	1.05
Acceso otros servicios	0.10	7	0.7	5	0.5	5	0.5
SUMA	1.00		9.1		7.25		6.95

Nota: Elaboración Propia

Los factores relevantes se determinan como preferencias del investigador.

El poco acceso a la red trifásica de la zona N°2 disminuye su calificación

5.2.2. Microlocalización

El primer filtro permite definir las propuestas de la zona N°1 como las principales localidades para evaluar los factores objetivos y subjetivos de las diferentes localidades del proyecto y seleccionar la alternativa final (Brown & Gibson, 1972). Para la aplicación de los factores objetivos (FOi) cuantificables de las locaciones propuestas se utiliza la siguiente fórmula:

$$FOi = \frac{\frac{1}{\bar{C}_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\bar{C}_i}}$$

Los factores de costos de la **Tabla N°20** están bajo la consideración y perspectiva del investigador y/o grupo de investigadores tomando como principal fuente la relación de tamaño de las propuestas de selección, que en definitiva recaerá de forma equivalente sobre los factores de relevancia, por lo tanto:

Tabla N°20. Factores Objetivos (FOi) Cuantificables

Sitio	Factor de Costos de Mano de Obra del Proyecto	Factor de Costos de Materia Prima del Proyecto	Factor de Costos de Producción de la Planta	Factor de Costos de Inversión Inicial	C_i	$1/C_i$	FOi
A	1	1	1	1.0	4.0	0.250000	0.440581
B	1	1	1	1.1	4.1	0.243902	0.429835
C	0.333	0.333	0.333	12.6	13.6	0.073529	0.129582
SUMA						0.567431	1.00

Nota: Adaptado *Método de Brown y Gibson Evaluación de Localización*
 Los factores relevantes se determinan como preferencias del investigador.

Los resultados de la aplicación de los factores objetivos (FOi) tienen como principal candidato al sitio A (propuesta N°1). En cuanto al sitio C, prácticamente queda descartado por la gran diferencia en los costos de inversión¹⁶ inicial, a considerar únicamente los factores no cuantificables de cada sitio.

¹⁶ El precio por 7000 m2 entre el sitio A y C, tiene una relación de 1 a 12.

Los factores subjetivos (*FSi*) están a consideración y bajo la perspectiva del investigador y/o grupo de investigadores tomando como principal elemento, el logro de los objetivos planteados y la sostenibilidad del proyecto en un posible escenario de aceptación e interés por parte de los inversionistas.

Para la aplicación de los factores subjetivos (*FSi*) no cuantificables de las locaciones propuestas se utiliza la siguiente fórmula:

$$FSi = \sum_{k=1}^F Wk * R_i^k$$

Por lo tanto, la **Tabla N°21** muestra el peso asignado por el investigador:

Tabla N°21. *Peso de los Factores No Cuantificables (Wk)*

Factor (k)	Individuo 1	Individuo 1	Individuo 1	Suma de Preferencias	Peso (Wk)
Clima	1	0	0	1	0.166
Crecimiento	1	1	1	3	0.500
Condiciones Iniciales	1	1	0	1	0.166
Otros Servicios	1	0	0	1	0.166
SUMA				6	1.00

Nota: Adaptado *Método de Brown y Gibson Evaluación de Localización*
 Los factores relevantes se determinan como preferencias del investigador.

Y la **Tabla N°22** muestra la importancia relativa de cada factor en el sitio propuesto, con los mejores resultados para el sitio B:

Tabla N°22. *Importancia Relativa y los Factores Subjetivos (R)*

Factor (k)	Sitio A	Sitio B	Sitio C
Clima	0.33	0.33	0.33
Crecimiento	0.00	1.00	0.00
Condiciones Iniciales	0.50	0.25	0.25
Otros Servicios	0.50	0.25	0.25
FOi	0.22078	0.63778	0.13778

Nota: Adaptado de *Método de Brown y Gibson Evaluación de Localización*
 Los factores relevantes se determinan como preferencias del investigador.

Finalmente, la microlocalización basado en la preferencia por factores objetivos y subjetivos para la selección óptima toma en cuenta la siguiente ecuación:

$$MPPi = \beta * FOi + (1 - \beta) * FSi$$

Donde los factores objetivos tendrán mayor peso que los factores subjetivos y el resultado es la suma de cada factor mostrado en la **Tabla N°23**.

Tabla N°23. *Peso de los Factores No Cuantificables (Wk)*

Sitio	FO	FS	β	$1 - \beta$	MMP
A	0.440581	0.22078	0.8	0.2	0.3966208
B	0.429835	0.63778			0.4714240
C	0.129582	0.13778			0.1312216

Nota: Adaptado *Método de Brown y Gibson Evaluación de Localización*

La decisión de este tipo de proyectos está gobernada principalmente por los factores objetivos.

La localidad óptima de preferencia para la investigación y basada en el método de factores cuantificables y no cuantificables ofrece como resultado el sitio “B”, que se muestra en la **Ilustración N°20**.



Ilustración N°20. *Sitio Seleccionado por el Método de Evaluación de Factores*

Elaboración Propia

5.3. Ingeniería del Proyecto, ¿Cómo producir?

En este punto, el investigador define el proceso¹⁷ de producción desde la obtención de los insumos hasta lograr el producto terminado para facilitar el ordenamiento de los elementos y/o subprocesos que están involucrados y conocer los requerimientos generales y/o específicos del proyecto.

5.3.1. Descripción del Proceso

El proceso consiste en la captación de la radiación solar que se proyecta sobre un terreno de 77.000m² de la Comunidad de Guanacastillo a través de la instalación de una planta solar fotovoltaica de 2.5 MW y la transformación en energía eléctrica comercial de potencia trifásica para la producción de 4.000 MWh/año de energía eléctrica que se inyecta al flujo de demanda del circuito de distribución GTN3020 a través de la conexión de un kilómetro de extensión de red de media tensión de 7.6/13.2Kv.

El proyecto continua con procesos complementarios que consiste en el plan de mejoramiento del suministro eléctrico a través de reducir las pérdidas de energía que se contabilizan en el balance energético del circuito GTN3020 debido al deterioro y vulnerabilidad de las redes eléctricas de baja tensión, por lo tanto; se requiere la reelectrificación¹⁸ de 108 transformadores distribuidos en las zonas de influencia del proyecto, la normalización del servicio eléctrico de 2.547 clientes, legalización de 983 usuarios sin contrato del servicio eléctrico y la instalación de 1.080 luminarias de alumbrado público. Para el acompañamiento del subproceso se requieren jornadas de acercamiento¹⁹ periódicas con las diferentes localidades para la reciprocidad en la gestión del cobro, la deuda existente y la nueva facturación de los clientes.

¹⁷ Nótese que el proceso productivo no se refiere a la construcción física de alguna infraestructura, sino a la razón final del proyecto para el aprovechamiento de energía renovable y el desplazamiento en los bloques horarios de energía más costosa. La planta solar es una inversión de infraestructura del proceso.

¹⁸ La reelectrificación consiste en la ampliación de la red eléctrica, reubicación o instalación de nuevos centros de transformadores y la sustitución de elementos en la red que se encuentren en estado de deterioro.

¹⁹ Las jornadas de acercamiento es la gestión comercial que realiza el Agente Distribuidor directamente con el cliente en campo para la atención inmediata de la gestión del cobro y otras solicitudes.

La **Ilustración N°21** e **Ilustración N°22** muestran los procesos generales de transformación de la energía solar en energía comercial, y su entorno:

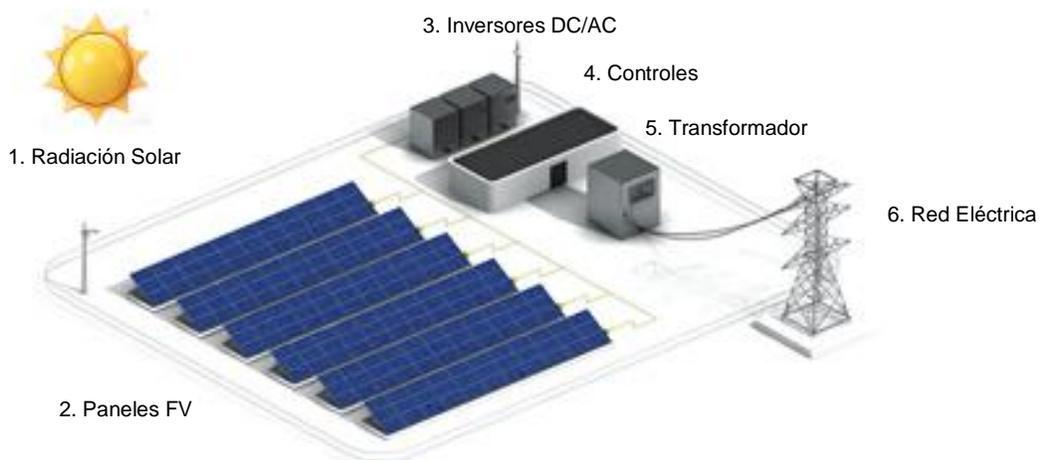


Ilustración N°21. Descripción del Proceso – Diagrama de la Planta Solar
 Adaptado de Stock de Ilustración Planta Solar, [Imagen], <https://es.dreamstime.com/>

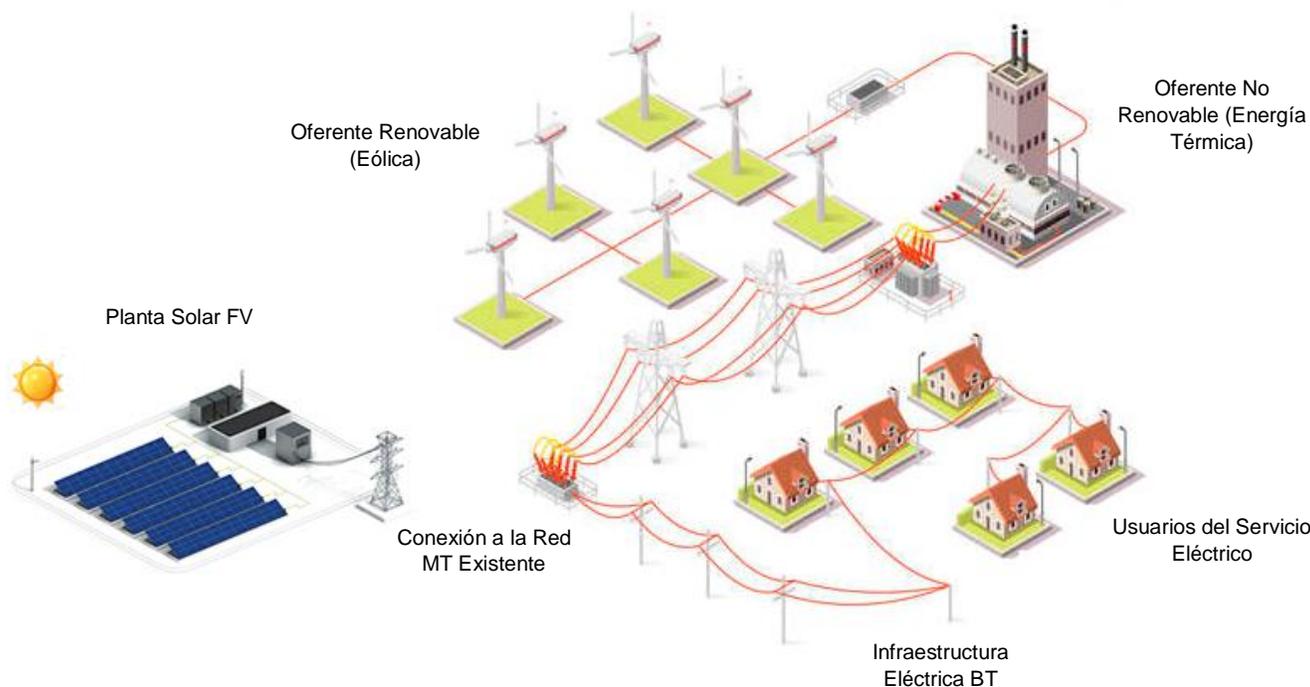


Ilustración N°22. Descripción del Proceso – Diagrama General
 Adaptado de Stock de Ilustración Central Eléctrica, [Imagen], <https://es.dreamstime.com/>

5.3.2. Descripción Detallada del Proceso

El proceso inicia con la captación de niveles adecuados de radiación solar (HSP) en el sitio seleccionado aproximadamente $5.75 \text{ kW/m}^2/\text{día}$ y la transformación de energías a través de la instalación de 21.600 paneles solares fotovoltaicos de 350W de tipo monocristalino colocados sobre 2.120 estructuras de montaje tipo modular firmemente aterrizado y distribuidos sobre un terreno llano de 77.000 m^2 , como el que se muestra en la **Ilustración N°23**.



Ilustración N°23. Estructura de Montaje de Paneles Fotovoltaicos
Adaptado de *Estructura de Paneles Solares*, [Imagen], Web Mercado Libre

Los paneles fotovoltaicos forman circuitos sistemáticos entre si y conexiones eléctricas en serie y paralelo con su correspondiente protección eléctrica para lograr el rango de voltaje requerido por el inversor DC/AC marca ABB modelo PVS-100/120TL de 100kW de potencia y de características tipo MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia) para instalarse en intemperie.

Cada inversor DC/AC contiene 6 circuitos independientes²⁰ que luego se agrupan en pares para formar las tres líneas trifásicas que se requieren del sistema servido en corriente alterna (AC).

²⁰String: cantidad de módulos fotovoltaicos que tiene conectado en serie o paralelo un inversor fotovoltaico.

Cada circuito independiente conecta una potencia de 17.500W con un rango de voltaje de 80VDC hasta 850VDC, según las características de cada panel fotovoltaico, significa el armado de 50 paneles fotovoltaicos por cada circuito (String) y 300 paneles fotovoltaicos por cada inversor DC/AC, como se podría apreciar en la **Ilustración N°24**. Este conjunto de paneles estará conectado a un sistema de estabilización de voltaje de 18 baterías 12VDC, 900Ah y 2.800 ciclos con capacidad de descarga del 50% (1.296 baterías solares).

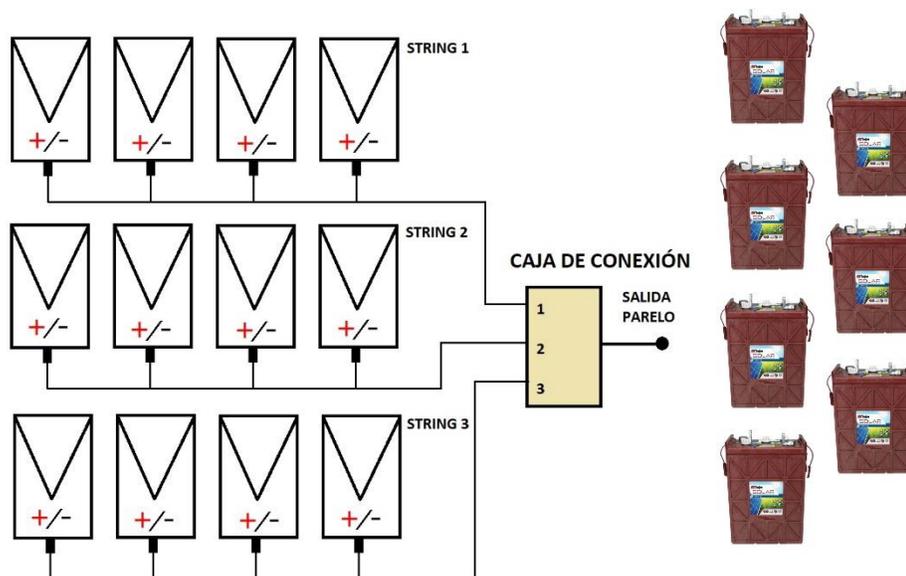


Ilustración N°24. String para Inversores DC/AC y Baterías DC de Ciclo Profundo

Adaptado de *Instalación Solar Fotovoltaica*, [Imagen],

https://www.imventa.com/ayuda/TeKton3d/Manual/BloqueIII/14_Fotovoltaica_HE5.html

La instalación continúa con seis (6) centrales eléctricas de distribución, medición y protecciones eléctricas (Group Mounted Switchboard) en un área de operación y control, cada una con 12 circuitos de entradas correspondientes al armado de 12 inversores DC/AC. En total corresponde a 72 circuitos de entrada y los circuitos de salidas se conectan a las barras de cobre de cada central eléctrica hasta las entradas de seis (6) transformadores de potencia de 500KVA tipo padmounted para elevar el voltaje hasta 7.6/13.8Kv. Cada transformador continúa con un recorrido y conexiones entre sí en paralelo a través del cableado tipo polietileno reticulado (XLPE) de media tensión.

La **Ilustración N°25** muestra algunos de los equipos de potencia y control utilizados en el proyecto.



Ilustración N°25. Central Eléctrica (izq.) y Padmounted (der).

Adaptado de *Productos Comerciales*, [Imagen], Catalogo Comercial Eaton US

Cada inversor AC/DC y su armado de paneles cuentan con un software de monitorización de tipo SCADA para el seguimiento, control y comunicación de sus parámetros eléctricos, así como la instalación de una pequeña antena climatológica en el sitio de la planta (ver **Ilustración N°26**).



Ilustración N°26. Antena o Torre Climatológica

Adaptado de <https://www.guiadeprensa.com/suplementos/idi-enero-2020-abc/geonica-2/>, [Imagen], Geonica

El subproceso se refiere a la reelectrificación como la **Ilustración N°27** para 108 transformadores de zona donde se requiere la instalación de postes de hormigón para tendido eléctrico de concreto de 9m-12m con herrajes de baja tensión y el tendido de conductor de aluminio tipo dúplex de alta calidad para la ampliación o sustitución de la red existente en baja tensión y los cambios y/o instalación de 3.530 medidores con acometidas aéreas con conductor de aluminio forrado tipo dúplex #6.



Ilustración N°27. *Reelectrificación en Sectores Rurales*
Adaptado de *Proyectos de Electrificación* [Imagen], Medio Audiovisual

Continúa con la instalación de 1,080 luminarias de 100w tipo led (diodo emisor de luz) para el mejoramiento del servicio de alumbrado público a lo largo de la trayectoria de la reelectrificación.

El proceso finaliza con la operativa y gestión comercial, la retroalimentación de los balances energéticos y el porcentaje de cobro logrado en las zonas de influencia que integran el proyecto.

5.3.3. Flujograma del Proceso del Proyecto

La **Ilustración N°28** muestra el flujograma general del proceso productivo propuesto desde la transformación de la energía solar en energía comercial hasta el proceso de mejora del suministro eléctrico.

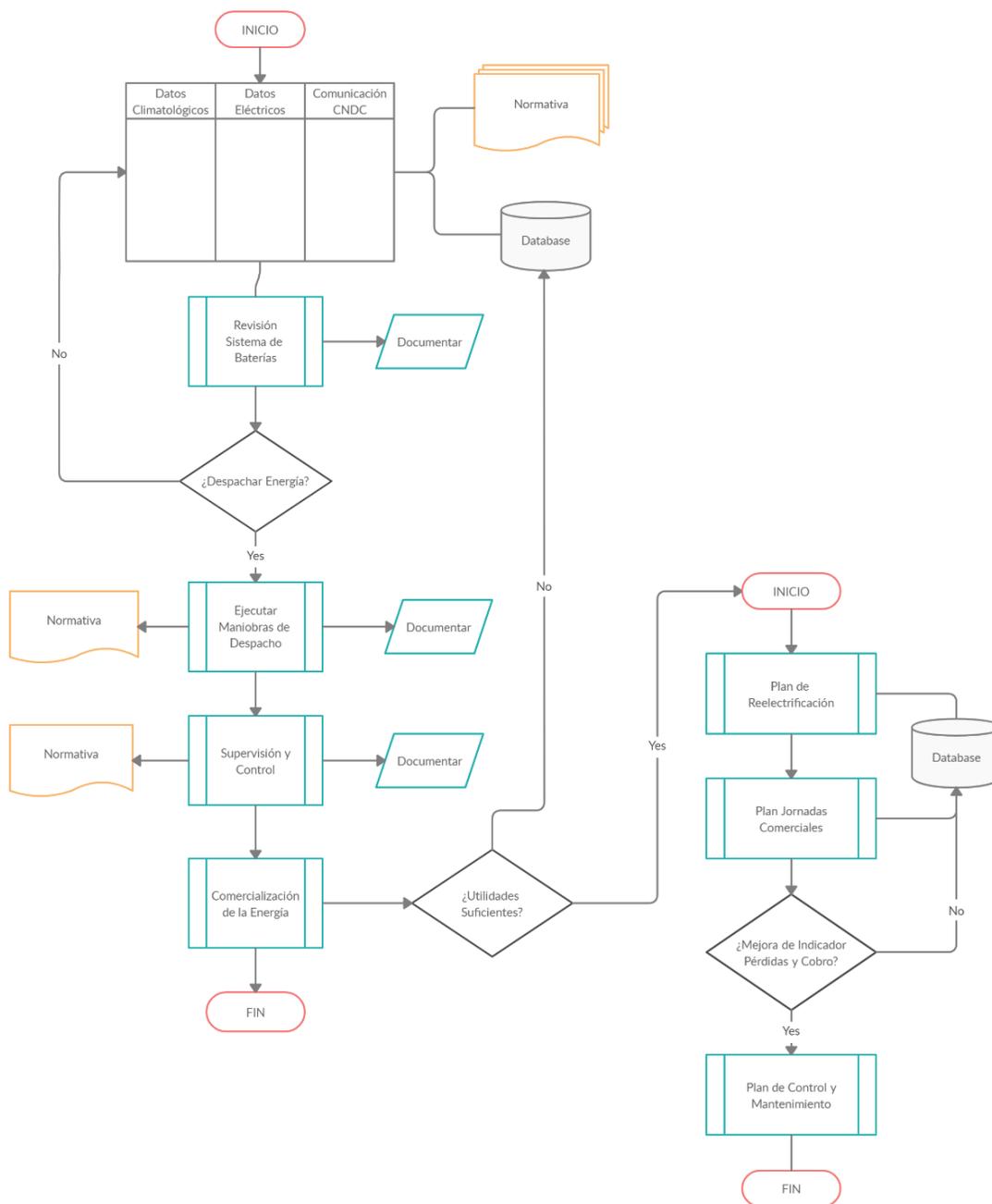


Ilustración N°28. Flujograma del Proceso Propuesto

Adaptado de <https://app.creately.com/diagram/aoC06N2fLX4/edit>, [Flujograma], Elaboración propia

5.3.4. Técnicas Complementarias del Proceso

Durante el proceso se puede valorar muchos elementos que perfeccionen el rendimiento de la instalación general, como la instalación de seguidores solares²¹ o la instalación de micro inversores que puede mejorar la eficiencia de cada panel fotovoltaico, sin embargo, la investigación no pretende realizar el diseño de la instalación y si considerar el aprovechamiento de los recursos tal cual están previstos en el sitio.

También se debe considerar los costos por instalación de equipos solares modernos para la estabilidad del sistema que pueden considerarse necesarios, para esto se ha considerado la capacidad del sistema, la capacidad de los equipos (paneles solares e inversores) cuyas propiedades físicas y electromecánicas evitan fluctuaciones en el sistema por considerarse carga no despachable.

Parte importante de este proceso son los costos de transporte de los materiales y equipos necesarios para el funcionamiento de la planta solar, la capacitación especializada y la mano de obra capacitada que debe considerarse para el adecuado seguimiento y control de la planta solar y sostenibilidad del proyecto.

Finalmente, se debe planificar bien los mecanismos contractuales que distribuyen los beneficios calculados por el proyecto para el plan de reducción de pérdidas eléctricas y jornadas comerciales, así como las etapas en que este beneficio sea sostenible y el proceso no sea nuevamente deteriorado, creación de indicadores de los resultados de los balances anuales, el mejoramiento de la satisfacción del cliente, mejoramiento del cobro de la energía y de las pérdidas eléctricas y otros indicadores de medición de los resultados.

²¹ Mecanismo capaz de orientar los paneles solares de forma que permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares siguiendo al sol en el recorrido horario de su curva elíptica.

5.3.5. Inversiones en Obras Físicas

Se refiere al trabajo que se realiza sobre el terreno físico seleccionado, la construcción física de la planta solar que comprende las actividades preliminares de la obra, instalación de champas, bodegas, lindes y nivelación del terreno, así como las obras de infraestructura requeridas para su puesta en marcha.

Para los cálculos mostrados en la construcción de los edificios se realiza la proyección de una obra de construcción de 250m² con infraestructura de mampostería donde participaron diferentes especialistas en los aspectos estructurales, electricidad e hidrosanitario para obtener los costos unitarios por metro cuadrado aproximados de una obra de similares características.

La **Tabla N°24** muestra los cálculos proyectados de los costos de inversión previstos en el proyecto para las obras de infraestructuras, edificaciones, estructuras modulares, cerramiento perimetral, movimientos de tierra, etc.

Tabla N°24. Inversiones en Obras Físicas de la Planta Solar

Descripción	U/M	Cantidad (Dimensiones)	C.U (US\$)	Costo Total (US\$)
Compra de Terreno	11	11	5.000	55,000
Movimientos de Tierra	m ²	77,000	1.0	77,000
Cerramiento perimetral de losetas	ml	1,200	32.0	38,400
Trabajos preliminares	m ²	50	200.00	10,000
Edificio A (Oficinas Principales)	m ²	1,200	330.00	396,000
Edificio B (Subestación, Control)	m ²	1,500	330.00	495,000
Obras de acondicionamiento	m ²	50	200.00	10,000
Medidas de Mitigación Ambiental	Und.	1	10,000	10,000
Extensión de red trifásica en MT	Km	1.2	36,000	43,200
TOTAL				1,134.600

Nota: Elaboración propia

Los trabajos preliminares instalación de bodegas, champas, etc.

Todos los CU incluye MO y materiales, así como mobiliario, iluminación, climatización, canalizaciones, fosas.

Las obras de acondicionamiento se refieren a trabajos adicionales que requieran especialización eléctrica como la conexión de la red de media tensión a las centrales eléctricas y los transformadores Padmounted, así como la instalación de transformadores de corriente, potencia y equipo de medición telemétrica.

Los costos de red trifásica MT se proyectan en base a los costos medios de obras similares solicitadas por terceros al Agente Distribuidor y ejecutados por Empresas Contratistas Homologadas.

Las medidas de mitigación ambiental se refieren a limpieza de terreno y manejo de desperdicios de la obra.

5.3.6. Inversiones en Equipos y Maquinaria

La **Tabla N°25** muestra los costos de inversión en equipos y materiales que serán instalados en el proyecto para la transformación y conservación de la energía solar en energía eléctrica. Los datos fueron recopilados por diversas fuentes secundarias.

Tabla N°25. *Inversiones en Equipos y Materiales para la Planta Solar*

Descripción	U/M	Cantidad (Dimensiones)	C.U (US\$)	Costo Total (US\$)
Sistema modular de paneles solares	Und.	10,800	70	756,000
Paneles Solares Monocristalino 350W	Und.	21,600	75	1620,000
Inversor ABB trifásico 100kW	Und.	72	8959	645,048
Group Mounted Switchboard	Und.	6	12741	76,446
Medidores Eléctricos y Medida Primaria	Und.	73	30	2,190
Trafo. Pad Mounted 500 kva, 3F	Und.	6	13,000	78,000
Equipo de desconexión o Transfer Swtich	Und.	72	1,800	129,600
Cable #12	Mts.	25,920	10	259,200
Cable #6	Mts.	2,160	45	97,200
Cable XLPE	Mts.	500	170	85,000
Batería de Ciclo Profundo 900Ah, 12V	Und.	1,296	450	583,200
Protecciones, Relés, Fusibles Eléctricos	Und.	500	180	90,000
Torre Meteorológica	Und.	1	500	500
Vehículos y Montacargas	Und.	5	25000	125,000
TOTAL				4 547,384

Nota: Elaboración propia

Los datos fueron recopilados y estimados de fuentes secundarias según el modelo del equipo seleccionado.

Una medida primaria trifásica puede tener un costo aproximado de US\$ 5,000

La **Tabla N°26** muestra los costos de inversión en materiales y mano de obra por las acciones de obras de reelectrificación previstas.

Tabla N°26. *Inversiones en Equipos y Materiales para la Red Eléctrica*

Descripción	U/M	Cantidad (Dimensiones)	C.U (US\$)	Costo Total (US\$)
Reelectrificación de la red BT	Und.	2,547	248.00	631,656
Normalización de la medida	Und.	2,547	244.80	623,506
Luminarias tipo led 100W	Und.	1,080	125.00	135,000
TOTAL				1 390,162

Nota: Se considera un promedio de 10 luminarias adicionales por los 108 transformadores re electrificados

Los datos recopilados para los costos totales de reelectrificación y normalización de la medida son registros de proyectos similares ejecutados desde el año 2013-2014, se proyecta un incremento de los precios anual del 10%.

5.3.7. Distribución de Planta (Layout)

Colocación uniforme de los paneles fotovoltaicos (21.600) con sus dimensiones de fábrica sobre las estructuras modulares para establecer el espacio requerido por cada estructura que contiene los 72 inversores DC/AC y considerando la distancia entre paneles fotovoltaicos (ver **Ilustración N°29**), andenes, calles, estructuras, cercas exteriores, edificios, etc. y otras distancias de seguridad requeridas.

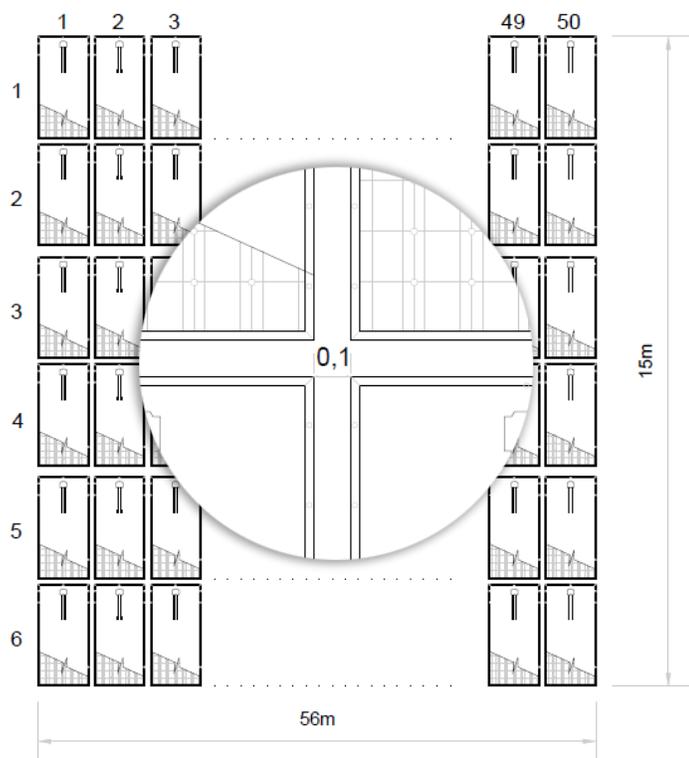


Ilustración N°29. Distribución de Paneles FV en Sistema Modular Estructurado
Elaboración Propia

Por lo tanto, cada generador solar (conjunto de 300 paneles FV) requiere un espacio de 840 m², en total se requiere 60.480 m² de espacio sobre el terreno seleccionado, aproximadamente el 70% de toda el área.

La distribución de planta debe ser uniforme procurando el menor distanciamiento entre los elementos para reducir los costos de conexión evaluados previamente.

La **Ilustración N°30** muestra la vista de planta de las principales áreas que serán ocupadas por el proyecto y la distribución del espacio previsto.

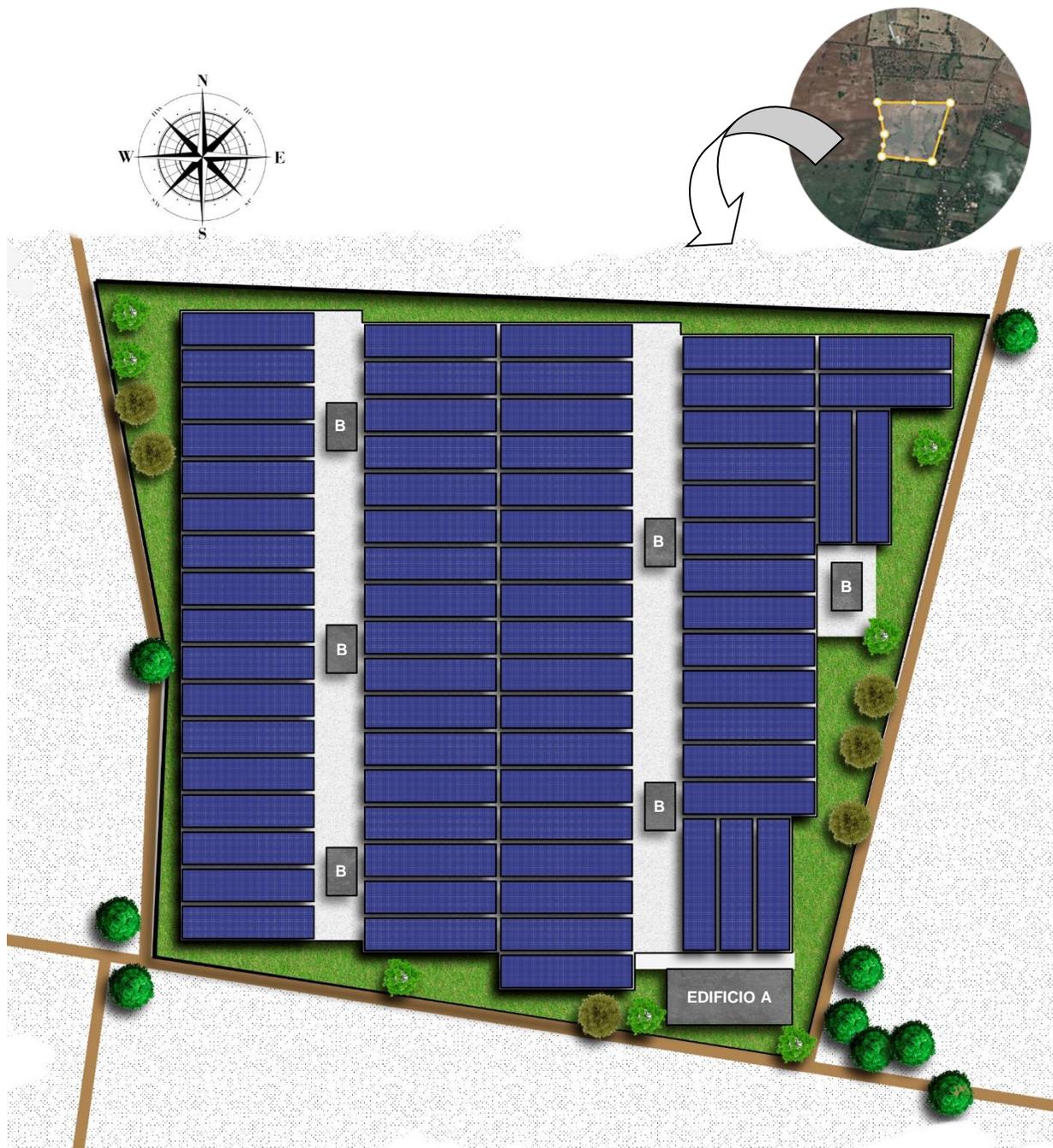


Ilustración N°30. *Distribución de Planta – Ambientes Generales*
Sin escala. Elaboración Propia

5.3.8. Balance de Personal

Comprende el talento humano que surge de las actividades requeridas en el proceso productivo, en la investigación se refiere al proceso de producción de la planta solar. En la **Tabla N°27** se indica el cargo requerido, cantidad y la estimación de su salario y otras prestaciones de ley.

Tabla N°27. Balance de Personal y Remuneración Económica

Cargo	Número de Puestos	Salario Mensual (US\$)	INSS (7%)	IR*	Vacaciones + Aguinaldo	Salario Neto Mensual (US\$)	Salario Neto Anual (US\$)	Salario Neto Anual Total (US\$)
Gerente General	1	1,429	100	238	238	1,329	15,946	15,946
Jefe Administrativo	1	743	52	79	124	736	8,832	8,832
Jefe Operativo	1	743	52	79	124	736	8,832	8,832
Operador de SE y Mantto	12	400	20	33	67	413	4,959	59,508
Operador de Telecomunic.	2	400	20	33	67	413	4,959	9,918
Operador Climatológico	2	400	20	33	67	413	4,959	9,918
Personal Administrativo	3	257	18	0	43	282	3,382	10,146
Personal de Seguridad	2	343	24	12	57	364	4,367	8,733
Personal de Limpieza y Patio	3	214	15	0	36	235	2,820	8,460
Responsable de Bodega	1	343	24	12	57	364	4,367	4,367
TOTAL							63,422	144,660

Nota: Elaboración Propia.

* Se aplica la Tarifa Progresiva Arto.23 LCT (Ley de Concertación Tributaria).

5.3.9. Otros Costos

La **Tabla N°28** comprende otros costos estimados de insumos, operación y mantenimiento.

Tabla N°28. Costos de Insumos, Operación y Mantenimiento

Recurso	Costo Anual (US\$)
Agua, electricidad, telefonía, comunicaciones.	2,500
Artículos de oficina, uniformes, limpieza y mantenimiento menor.	3,800
Combustibles	4,500
Equipos de protección eléctrica y botas (amortizado a 2 años)	5,200
Equipos de medición eléctrica (amortizado a 5 años)	2,880
Seguros de vida y seguros por accidentes	5,600
Estudio de Impacto Ambiental	10,000
TOTAL	34,480

Nota: Elaboración Propia

5.4. Aspectos Organizacionales y Administrativos

Consiste en la organización y administración de las actividades para la planificación y ejecución de las obras de inversión y la operación del proyecto.

5.4.1. Organización para la Ejecución

Debido a la naturaleza del proyecto de generación eléctrica la organización para su ejecución dependerá de la estructura del Ministerio de Energía y Minas, sin embargo, debe estar conformada por el director del proyecto y un equipo de diferentes unidades para la gestión como se muestra en la **Ilustración N°31**.

Cada puesto de trabajo debe contar con su ficha técnica de actividades para la adecuada planificación del trabajo.

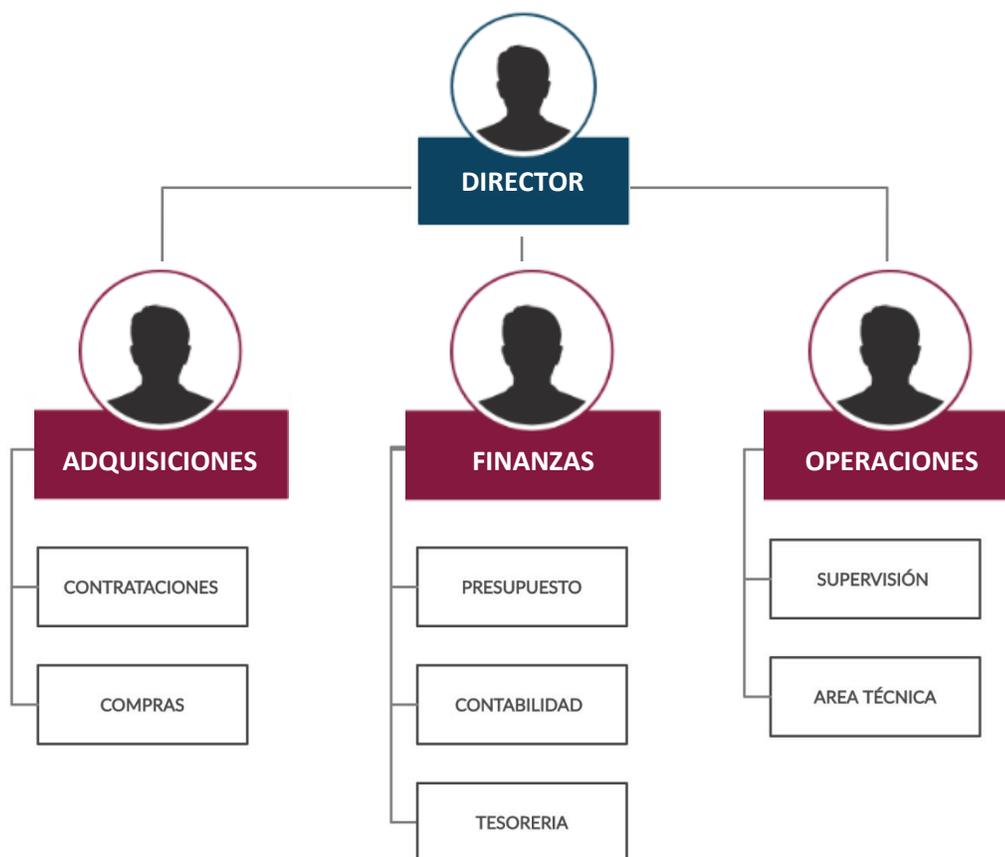


Ilustración N°31. Modelo de Estructura Organizativa para la Ejecución del Proyecto

Adaptado de <https://app.creately.com/diagram>, Elaboración Propia

5.4.2. Planificación para la Ejecución: Ruta Crítica

Previas las actividades preliminares y planificación del proyecto, inicia la fase de construcción y ejecución de las obras. En este punto, se realiza la descomposición del trabajo (EDT) en actividades menores para conformar la ruta crítica del proyecto como se ejemplifica en la **Ilustración N°32**.

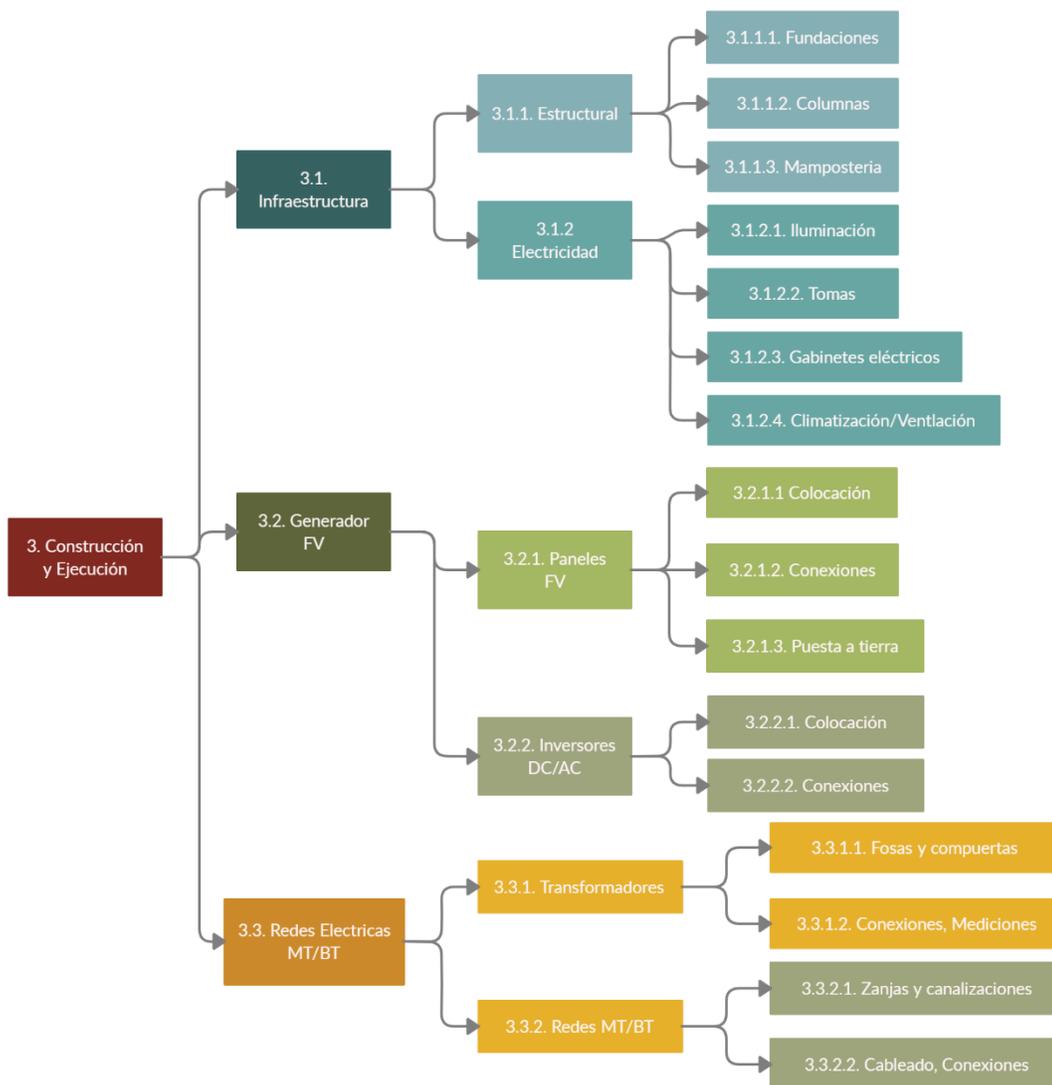


Ilustración N°32. Estructura de Descomposición de Trabajo- Fase Ejecución

Adaptado de <https://app.creately.com/diagram>, Elaboración Propia

La **Ilustración N°33** muestra el ordenamiento de cada actividad según la descripción de cada tarea con una secuencia lógica para obtener las actividades antecesoras y predecesores de cada una y realizar el modelo de la ruta crítica. Adicional al tiempo de ejecución, también se requieren los costos y rendimiento de cada actividad.

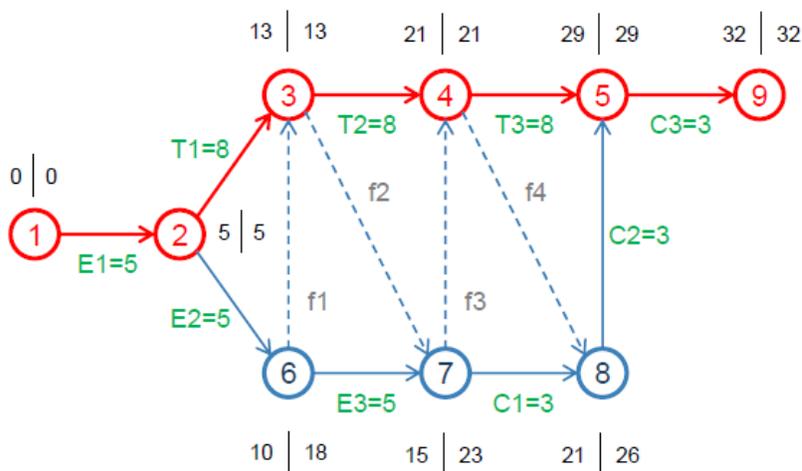
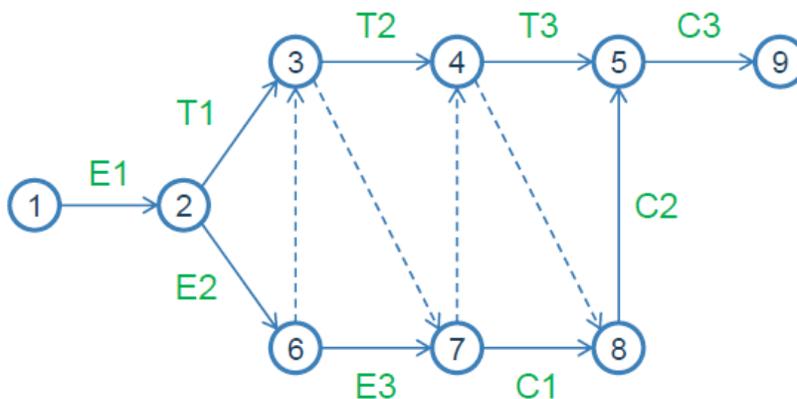


Ilustración N°33. Ejemplo de Aplicación del Modelo Ruta Crítica
Elaboración Propia

Finalmente, la **Ilustración N°34** muestra el ordenamiento de cada actividad en un diagrama de Gantt para exponer la ruta crítica del proyecto, otros tiempos, costos y rendimiento.

Ítems	Actividad	Descripción	Duración (Semanas)	Precedentes	Ruta Crítica
					DT=DL=0
1	A	1.1. VISITA DE CAMPO AL SITIO	1	-	X
2	B	1.2. COLOCAR EQUIPO DE MEDICIÓN DE DEMANDA	1	A	X
3	C	1.3. PROPUESTAS PARA EL ALCANCE DEL PROYECTO	4	B	X
4	D	2.1. DISEÑO DEL SISTEMA PROYECTO	4	C	X
5	E	3.1.1. MONTAJE DE SOPORTE BASE	4	D	X
6	F	3.1.2. MONTAJE DE ELEMENTOS DE FIJACIÓN DE PANELES FV	2	E	X
7	G	3.2.1. MONTAJE DE PANELES FOTOVOLTAICOS	2	F	X
8	H	3.2.2. MONTAJE DE INVERSORES DC/AC	1	D	
9	I	3.2.3. MONTAJE DE REGULADORES DE CARGA	1	D	
10	J	3.3.1. CONEXIÓN Y CONFIGURACIÓN DE PANELES FV	2	G	X
11	K	3.3.2. CABLEADO DE CIRCUITOS DERIVADOS	2	H	
12	L	3.3.3. CONEXIÓN A INVERSORES	1	K	
13	M	3.3.4. CONEXIÓN A REGULADORES DE CARGA	1	I	
14	N	3.4.1. MONTAJE DE GABINETE ELÉCTRICO Y PUESTA A TIERRA	1	J,L,M	X
15	O	3.4.2. PROTECCIONES ELÉCTRICAS	2	N	X
16	P	3.4.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS CONTACTOS INDIRECTOS	1	O	X
17	Q	3.5.1. MEDICIÓN DE PARAMETROS EN EQUIPOS	1	P	X
18	R	3.5.2. CONTROL Y REGISTRO DE DATOS	1	Q	X

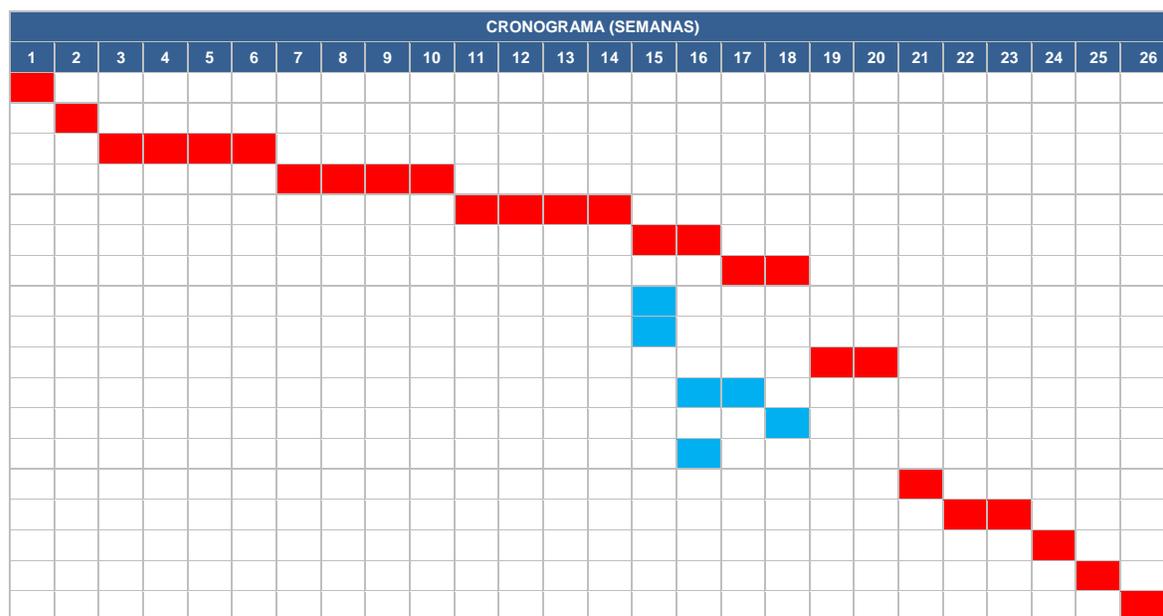


Ilustración N°34. Ejemplo de Aplicación de Diagrama de Gantt

Elaboración Propia

5.4.3. Organización para la Operación

La organización para la operación es similar a la elaborada en el balance de personal (ver **Ilustración N°35**) que consecuentemente se extrae del proceso productivo. El gerente general es la máxima autoridad de la empresa y debe velar por el correcto y eficiente funcionamiento de la Planta Solar. El jefe de planta vela por todo el proceso de generación de la energía y tiene a su cargo los operadores de subestación, mantenimiento y telecomunicaciones. El jefe administrativo tendrá a su cargo personal para las actividades administrativas y funcionales de la empresa, seguridad, limpieza. Para cada cargo debe elaborarse su ficha ocupacional.

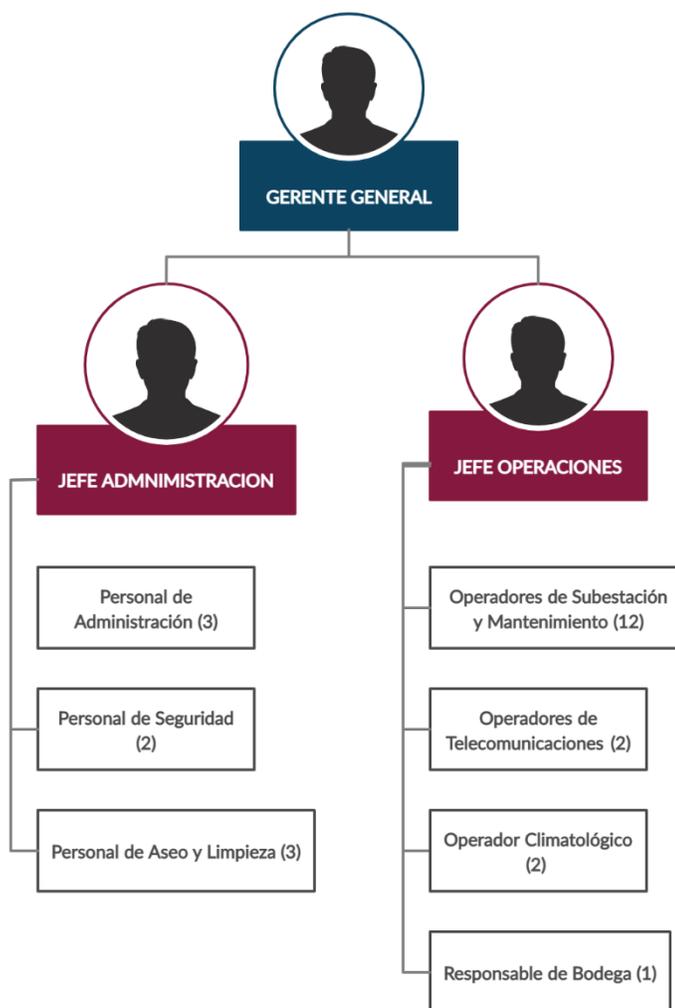


Ilustración N°35. Modelo de Estructura Organizativa para la Operación del Proyecto

Adaptado de <https://app.creately.com/diagram>, Elaboración Propia

5.5. Aspectos Legales

Se refiere al análisis y conocimiento del cuerpo normativo que regirán las acciones del proyecto en sus etapas de origen, implementación y operación para la preparación eficaz del mismo.

Si bien son muchas las implicaciones legales que recaen sobre un proyecto de esta extensión que amplía el marco legal y sus reglamentos, desde la Ley N°737 Ley de Contrataciones del Estado de Nicaragua, Leyes de Orden Administrativas Municipales, Reglamento de Permiso de Construcción, entre otros, la investigación ocupa aquellas disposiciones generales que considere una mayor afectación al flujo de caja en las etapas iniciales del proyecto.

5.5.1. Principales Consideraciones

La investigación manifiesta todo orden jurídico e institucional del sector eléctrico a través de la Ley de la Industria Eléctrica N°272, dentro de las cuales el Ministerio de Energía y Minas desempeña la función institucional de planificación y fomento del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica y sus principales objetivos de operación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos renovables del país donde deberá ser sujeto esta propuesta.

El proyecto inicia con las disposiciones de la Normativa de Concesiones y Licencias Eléctricas supervisadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) donde se expresan todos los requisitos, derechos, deberes y obligaciones de los titulares de licencias de generación eléctrica cuando tienen la acreditación como Agente Económico del Sector Eléctrico.

En esta parte, se debe poner principal atención en los requisitos y costos para la entrega de la licencia provisional que establece los estudios y retroalimentaciones de sus resultados a través de informes periódicos y finales en un lapso de 6 a 12 meses en la medición de indicadores del potencial de generación de los recursos renovables a aprovechar en el sitio del proyecto, entre otra información básica y adicional del proyecto.

En la misma Normativa se establece la Garantía de Cumplimiento del Proyecto a favor del INE que se expresa en la concesión del titular de la licencia para la ejecución del proyecto que corresponde al 4% (cuatro por ciento) del programa de inversiones presentados para las obras físicas con su correspondiente permiso de construcción, uso de suelo.

Del orden Régimen Fiscal las principales consideraciones evaluadas en la investigación se encuentran resumidas en la Ley N°532 Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables en sus Capítulos II Del Régimen Fiscal, artículo N°7 y N°8; Capítulo IV Contratación de Energía Renovable, en ella se abordan los incentivos y exoneraciones del proyecto para un plazo de 10 años en proyectos de generación renovable.

- **Exoneración del pago de los Derechos Arancelarios de Importación (DAI)**, de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para las labores de pre inversión y las labores de la construcción de las obras incluyendo la construcción de la línea de distribución necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y todas las inversiones en distribución asociadas al proyecto, los paneles y baterías solares para generación de energía solar.
- **Exoneración del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA)** sobre la maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para las labores de pre inversión y la construcción de las obras incluyendo la construcción de la línea de distribución necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- **Exoneración del pago del Impuesto sobre la Renta (IR)** y del pago mínimo definido del IR establecido en la Ley No. 453, Ley de Equidad Fiscal, por un período máximo de 7 años a partir de la entrada de operación comercial o mercantil del Proyecto.
- **Exoneración de todos los Impuestos Municipales vigentes** sobre bienes inmuebles, sobre bienes inmuebles, ventas, matrículas durante la construcción del Proyecto, por un período de 10 años a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto.
- **Exoneración de todos los impuestos que pudieran existir por explotación de riquezas naturales por un período máximo de 5 años después del inicio de operación.**
- **Exoneración del Impuesto de Timbres Fiscales (ITF)** que pueda causar la construcción u operación del proyecto o ampliación por un período de 10 años.
- **Priorización de las energías renovables en las contrataciones por las Distribuidoras:** Será obligación de las Distribuidoras incluir dentro de sus procesos de licitación la contratación de energía y/o potencia eléctrica proveniente de centrales eléctricas con energía renovable, prioritariamente hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa, tomando en cuenta los plazos de construcción necesarios para la entrada en operación de cada tipo de estos proyectos para establecer la fecha de inicio de la licitación.

En el orden de la Normativa de Transporte de Energía el principal interés es la Resolución Ministerial No. 002-DGERR-002-2017 y del INE INE-CD-006-12-2018 que aborda los precios máximos de la energía renovable en el mercado de ocasión y el costo de peaje y uso de equipos y redes de transmisión eléctrica en el año.

5.6. Consideraciones Ambientales

La Normativa de Concesiones y Licencias de Generación Eléctrica esclarece que es parte fundamental y obligatoria el anexo ambiental como información básica del proyecto para la adquisición de permisos y licencias, que consiste en el estudio de impacto ambiental (EIA) aprobado, permiso ambiental, compromisos asumidos y los planes de protección acordados con el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARENA).

En dependencia de las condiciones de cada caso, la investigación establece que durante la etapa de solicitud de licencia provisional se inicie el levantamiento de datos para el estudio de impacto ambiental (EIA) y se obtenga información básica del entorno físico, biológico, socio económico y cultural del sitio para reducir los tiempos de aprobación de las entidades pertinentes.

En condiciones óptimas el proyecto de investigación tiene una transformación de las energías de forma limpia y renovable y no emite contaminantes; las medidas de mitigación recomendadas se establecen para las estrategias de manejo y compensación ambiental durante la ejecución, operación y condiciones de desastre que pueda verse inmerso el proyecto

La investigación establece como primeras medidas de prevención la correcta identificación y diseño del proyecto que representa ineludible cumplimiento (ENATREL, 2017).

- Descripción básica del entorno físico, biológico, socio económico y cultural del sitio seleccionado para las obras de inversión físicas.
- Identificar las afectaciones ambientales directas e indirectas que causará su ejecución.
- Realizar diferentes propuestas del diseño arquitectónico de las obras físicas considerando las condiciones ambientales y productivas.

Asimismo, elaborar el Programa de Gestión Ambiental para el proyecto donde se establecen las medidas mitigadoras y compensatorias necesarias.

- Incorporar a la construcción y operación todos los aspectos normativos, reglamentarios y procesales establecidos por la legislación vigente.
- Seleccionar empresas de construcción que posean el nivel de capacitación empresarial y operativa de la reglamentación de organismos públicos y privados en los aspectos específicamente ambientales.
- Elaborar un programa de actividades constructivas y de coordinación que minimice los efectos ambientales indeseados.
- Planificar una adecuada información y capacitación del personal sobre los problemas ambientales esperados, la implementación y control de medidas de protección ambiental y las normativas y reglamentaciones ambientales aplicables a las actividades y sitios de construcción.
- Planificar la necesidad de asignar responsabilidades específicas al personal en relación con la implementación, operación, monitoreo y control de las medidas de mitigación.
- Planificar una eficiente y apropiada implementación de mecanismos de comunicación social que permita establecer un contacto efectivo con todas las partes afectadas o interesadas respecto de los planes y acciones a desarrollar durante la construcción y operación del proyecto.
- Elaborar planes de contingencia para situaciones de emergencia (por ejemplo, derrames de combustible y aceite de maquinaria durante la construcción, etc.) que puedan ocurrir y tener consecuencias ambientales significativas.
- Planificar los mecanismos a instrumentar para la coordinación y consenso de los programas de mitigación con los organismos públicos competentes.

5.6.1. Análisis de Riesgo a Desastres

Los principales riesgos que afectan la funcionalidad y operación del proyecto son los fenómenos naturales de tipo atmosféricos, en los periodos de invierno existe la posibilidad de formaciones de depresiones tropicales, tormentas y huracanes que pueden impactar de forma drástica la generación de energía, por lo tanto, parte de las medidas de planificación es considerar las condiciones atmosféricas anuales como parte de los estudios finales de selección del sitio.

Los riesgos laborales de tipo eléctricos e incendios también forman parte de los principales riesgos del proyecto, por trabajar con elementos de alta tensión eléctrica donde son muchos los riesgos a los que están expuestos los colaboradores de operación y mantenimiento, pueden sufrir riesgo a quemaduras de diferentes tipos e incluso la muerte la muerte por electrocución, descargas eléctricas, cortocircuito, entre otros.

Parte de las medidas de seguridad para minimizar los riesgos es la dotación de equipos de higiene y seguridad personal para todos los colaboradores que trabajan y personas terceras que ingresen a la planta, se realizarán capacitaciones para el uso y manipulación de equipos, se crearán manuales de procedimiento y normativas técnicas de obligatorio cumplimiento.

5.6.2. Otros Riesgos

La investigación considera parte de otros riesgos a evaluar en el proyecto, todas aquellas casuísticas de la investigación en sus fases de planificación, ejecución y operación que provoquen desconocimiento, denegación, restricciones y desaprobación a los requerimientos legales y económicos del proyecto.

5.7. Evaluación del Proyecto

Se obtiene la información relevante para determinar la rentabilidad del proyecto a través del cálculo de sus principales indicadores financieros y socioeconómicos (VAN, TIR, RBC), utilizando el método contable y económico. Para el ejercicio se plantean dos escenarios posibles, con financiamiento y sin financiamiento, pero tomando en cuenta las actividades de reelectrificación del proyecto.

5.7.1. Datos de Entrada

Se contabilizan los elementos generales para calcular de los ingresos y beneficios:

- Ventas de Energía Anual (MWh/año)
- Precio de Venta Energía Solar en Equilibrio y por Ley (US\$/MWh)
- Beneficios por Liberación de Recursos (US\$/MWh)
- Beneficio por Reducción de Pérdidas de Energía (US\$/MWh)
- Beneficio por Incremento de Consumo (US\$/MWh)
- Beneficio por Recuperación de Cartera (US\$/MWh)

Se contabilizan los elementos generales para calcular la inversión, costos y gastos:

- Inversión Inicial Planta Solar (US\$)
- Costos de Operación Planta Solar (US\$)
- Depreciación de Activos (US\$)
- Pago de Intereses y Amortización del Financiamiento (US\$)
- Peaje por uso de Equipos de Transmisión en la red
- Impuestos (IVA) hasta los 10 años
- Capital de Trabajo (un año de costos operativos)
- Garantía de Cumplimiento (4% de la inversión del proyecto)
- Tasa de Descuento (8%)
- Costos de Operación, Mantenimiento y Jornadas Comerciales

5.7.2. Depreciación de Activos Fijos

Para efectos de calcular la depreciación de los activos fijos del proyecto, la **Tabla N°29** muestra el método de depreciación lineal en un periodo de 15 años para los equipos cuyo desgaste y productividad puedan ajustarse a la realidad de su uso y otros de mayor duración se contemplan a 30 años, el activo no depreciable considerado es el terreno y ningún otro equipo tendrá valor de salvamento.

Tabla N°29. Valor en Libros de los Activos del Proyecto

Periodo (Años)	Total VL	Depreciación	Activos No Depreciables
0	4191,494		
1	3943,201	248,293	
2	3694,908	248,293	
3	3446,615	248,293	
4	3198,322	248,293	
5	2950,029	248,293	
6	2701,736	248,293	
7	2453,443	248,293	
8	2205,151	248,293	
9	1956,858	248,293	
10	1708,565	248,293	55,000
11	1460,272	248,293	
12	1211,979	248,293	
13	963,686	248,293	
14	715,393	248,293	
15	467,100	248,293	55,000
16	435,960	31,140	
17	404,820	31,140	
18	373,680	31,140	
19	342,540	31,140	
20	311,400	31,140	
21	280,260	31,140	
22	249,120	31,140	
23	217,980	31,140	
24	186,840	31,140	
25	155,700	31,140	
26	124,560	31,140	
27	93,420	31,140	
28	62,280	31,140	
29	31,140	31,140	
30	0	31,140	55,000

Nota: Elaboración Propia

5.7.3. Evaluación Financiera – Método Contable

Comprende la elaboración de los flujos contables en diferentes periodos y el registro de sus indicadores para obtener información sobre la conveniencia del proyecto, o la prioridad de uno con respecto a otro disponible.

La **Tabla N°30** muestra los indicadores calculados (ver flujo de efectivo de la **Tabla N°37 pag.146**) del proyecto para un periodo de 10 y 15 años, sin financiamiento y bajo el supuesto que los fondos y recursos serán asignados a través del presupuesto del Estado de Nicaragua al Ministerio de Energía y Minas y calculados con el 8% de TD (tasa de descuento).

Tabla N°30. Indicadores del Proyecto sin Financiamiento (Fondos Propios)

<i>Indicador</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 15</i>
VAN	380,463	648,032
TIR	9%	10%
R(B/C)	1.01	1.24
PRI	7 años	7 años

Nota: Valores dados en Dólares Norteamericanos (US\$).

Para 15 años el VL es US\$1.7MM, se suman los activos No depreciables y se recupera el pago de la garantía
Elaboración Propia.

5.7.4. Evaluación del Proyecto – Método Económico

Comprende la elaboración de los flujos considerando (ver flujo económico de la **Tabla N°38 pag.147**) su valor desde lo que el proyecto sea capaz de generar a la económica o sociedad en el momento de su puesta en marcha. Para esto nos auxiliamos del beneficio que se obtiene de pasar de una situación sin proyecto a una situación con proyecto.

La **Tabla N°31** muestra los datos de la situación sin proyecto y con proyecto.

Tabla N°31. Datos de la Situación Sin Proyecto y Con Proyecto

<i>Descripción</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidad</i>
Precio Sin Proyecto	147.0	US\$/MWh
Entradas de Energía (SP)	8,228.0	MWh/año
Salidas de Energía (SP)	5,245.0	MWh/año
Pérdidas de Energía (SP)	2,983.0	MWh/año
Precio Con Proyecto	100.0	US\$/MWh
Entradas de Energía (CP)	7,543.0	MWh/año
Salidas de Energía (CP)	6,939.6	MWh/año
Pérdidas de Energía (CP)	603.4	MWh/año

La **Ilustración N°36** muestra los beneficios sociales dejados de percibir sin la transformación de la situación sin proyecto en situación con proyecto.

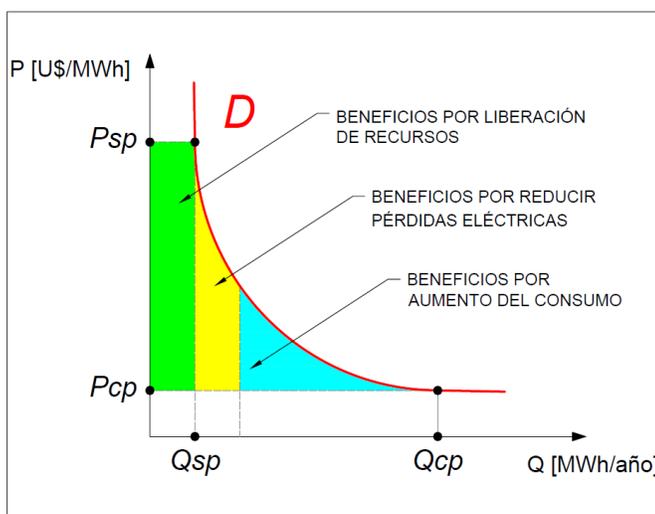


Ilustración N°36. Beneficios Económicos Logrados por la Liberación de Recursos

Elaboración Propia

La **Tabla N°32** muestra los indicadores calculados del proyecto para un periodo de 15 y 30 años bajo el supuesto que los fondos y recursos serán asignados a través de Organismos Internacionales como el BCIE, BID u otras fuentes de ayuda para el crecimiento y desarrollo de la Nación, al mismo tiempo el proyecto será ejecutado por el Estado de Nicaragua a través de los mecanismos del Ministerio de Energía y Minas, calculados con una TD del 8%.

Tabla N°32. Indicadores para Evaluación Económica del Proyecto

<i>Indicador</i>	<i>Año 15</i>	<i>Año 30</i>
VANe	359,786	2 917,875
TIR	9%	12%
R(B/C)	1.20	1.63
PRI	9 años	9 años

Nota: Valores dados en Dólares Norteamericanos (US\$). Elaboración Propia.

5.7.5. Análisis de Escenarios

La **Tabla N°33** muestra el comportamiento del VAN del proyecto sin financiamiento para un periodo de 15 años con diferentes escenarios posibles sobre el precio de venta de la energía y la tasa de mínima aceptable de rendimiento.

Tabla N°33. Rendimiento de la Inversión sin Financiamiento

648,032		TD				
		4%	6%	8%	10%	12%
Precio (US\$)	70	-195,193	-922,563	-1 517,016	-2 007,729	-2 416,716
	85	1 135,489	273,496	-434,492	-1 021,780	-1 513,578
	100	2 466,170	1 469,556	648,032	-35,831	-610,441
	115	3 796,852	2 665,615	1 730,556	950,118	292,697
	130	5 127,534	3 861,674	2 813,080	1 936,067	1 195,834
	145	6 458,215	5 057,734	3 895,604	2 922,016	2 098,972
	160	7 788,897	6 253,793	4 978,128	3 907,966	3 002,109
	175	9 119,579	7 449,852	6 060,652	4 893,915	3 905,247
	190	10 450,260	8 645,912	7 143,176	5 879,864	4 808,384
	205	11 780,942	9 841,971	8 225,700	6 865,813	5 711,522
	220	13 111,624	11 038,030	9 308,224	7 851,762	6 614,659

Nota: Valores dados en Dólares Norteamericanos (US\$). Elaboración Propia.

La **Tabla N°34** muestra la elasticidad del VAN al crecimiento o decrecimiento del precio de venta de la energía y la TD sin financiamiento para un periodo de 15 años.

Tabla N°34. Elasticidad del VAN vs Precio/TD

Análisis de sensibilidad al Precio

Incremento Precio	13.04%
Aumento VAN	62.55%
Elasticidad del VAN al PRECIO	4.8
	Elástica

Análisis de sensibilidad a TD

Incremento de TD	33.33%
Aumento VAN	55.90%
Elasticidad VAN a la TMAR Mixta	1.7
	Elástica

Nota: Elaboración Propia.

La **Tabla N°35** muestra el comportamiento del VAN del flujo económico para un periodo de 30 años con diferentes escenarios posibles sobre el precio de venta de la energía y la tasa mínima aceptable de rendimiento.

Tabla N°35. Rendimiento de la Inversión en el Flujo Económico

2 917,875		TD				
		4%	6%	8%	10%	12%
Precio (US\$)	70	14 955,685	10 399,766	7 191,930	4 873,486	3 155,759
	85	11 624,707	7 767,434	5 054,903	3 097,100	1 648,669
	100	8 293,729	5 135,101	2 917,875	1 320,713	141,579
	115	4 962,751	2 502,769	780,848	-455,673	-1 365,511
	130	1 631,773	-129,564	-1 356,179	-2 232,060	-2 872,601
	145	-1 699,205	-2 761,896	-3 493,206	-4 008,447	-4 379,691
	160	-5 030,183	-5 394,229	-5 630,233	-5 784,833	-5 886,782
	175	-8 361,161	-8 026,561	-7 767,261	-7 561,220	-7 393,872
	190	-11 692,139	-10 658,893	-9 904,288	-9 337,606	-8 900,962
	205	-15 023,117	-13 291,226	-12 041,315	-11 113,993	-10 408,052
	220	-18 354,095	-15 923,558	-14 178,342	-12 890,380	-11 915,142

Nota: Valores dados en Dólares Norteamericanos (US\$). Elaboración Propia.

La **Tabla N°36** muestra la elasticidad del VAN del flujo económico al crecimiento o decrecimiento del precio de venta de la energía y la TD sin financiamiento para un periodo de 30 años.

Tabla N°36. Elasticidad del VAN vs Precio/TD

Análisis de sensibilidad al Precio

Incremento Precio	17.65%
Aumento VAN	33.89%
Elasticidad del VAN al PRECIO	1.9
	Elástica

Análisis de sensibilidad a TD

Incremento de TD	33.33%
Aumento VAN	43.18%
Elasticidad VAN a la TMAR Mixta	1.3
	Elástica

Nota: Elaboración Propia.

5.7.6. Análisis de Sensibilidad del VAN

Consiste en la simulación del VAN con cambios en sus registros y parámetros iniciales para evaluar la capacidad de respuesta ante estas variaciones.

La **Ilustración N°37** muestra la distribución triangular para un valor medio, mínima y máximo de la inversión inicial.

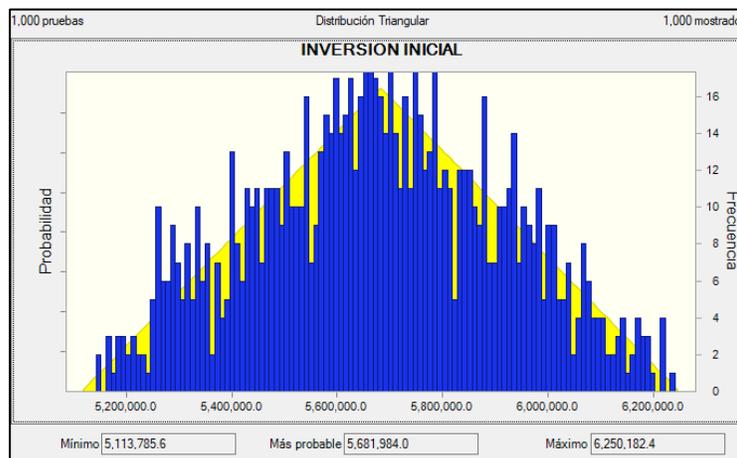


Ilustración N°37. Distribución Triangular del Valor de Inversión Inicial
Adaptado de *Modelo Montecarlo* [Software Crystal ball] Elaboración Propia

La **Ilustración N°38** muestra la distribución triangular para un valor medio, mínima y máximo del precio de venta de la energía.

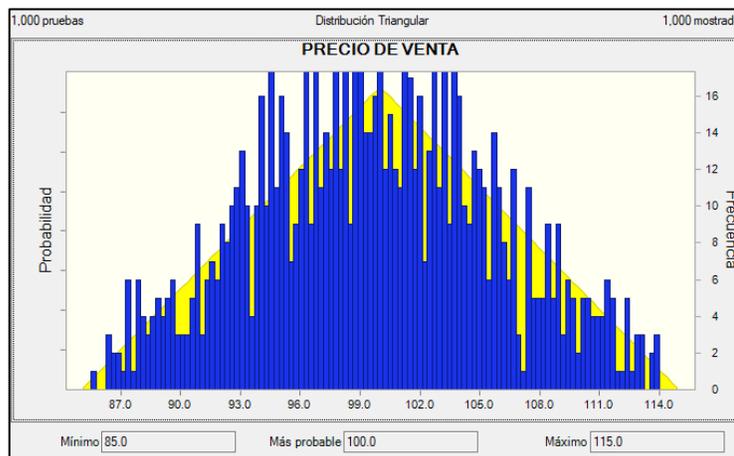


Ilustración N°38. Distribución Triangular del Valor del Precio de Venta
Adaptado de *Modelo Montecarlo* [Software Crystal ball] Elaboración Propia

La **Ilustración N°39** muestra la distribución triangular para un valor medio, mínima y máximo de la cantidad generada de energía.

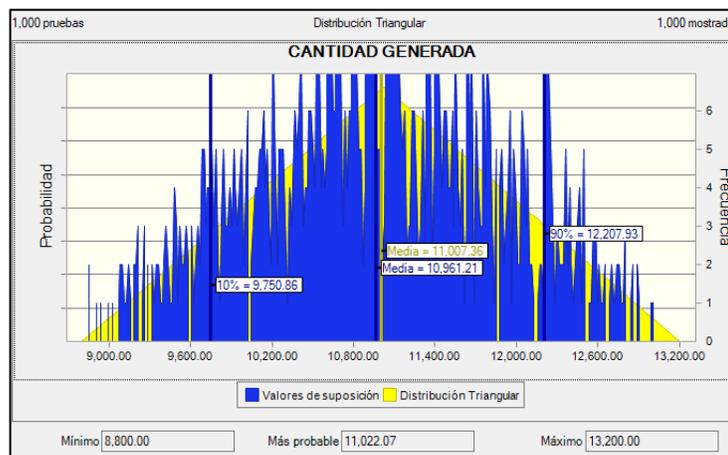


Ilustración N°39. *Distribución Triangular de Cantidad Generada*
 Adaptado de *Modelo Montecarlo* [Software Crystal ball] Elaboración Propia

La **Ilustración N°40** muestra la distribución normal del VAN del proyecto con las suposiciones realizadas del proyecto para su evaluación.

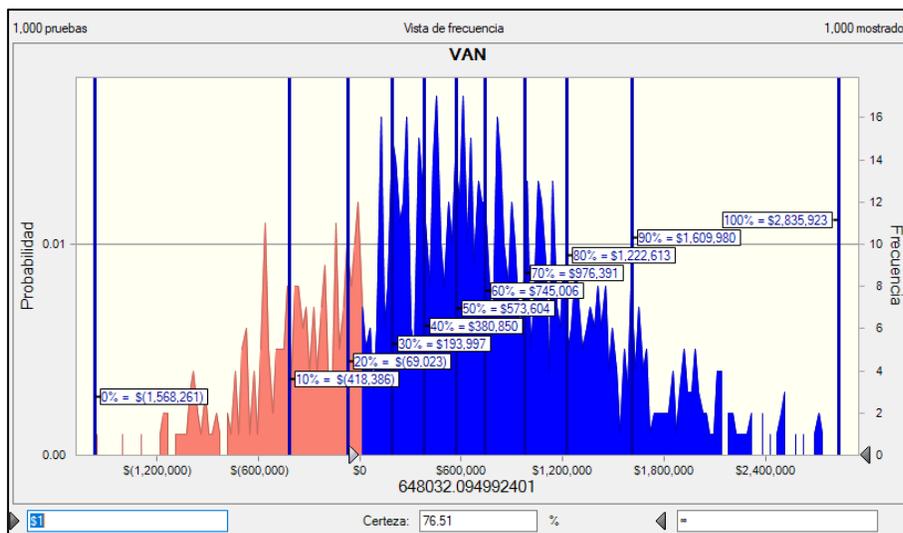


Ilustración N°40. *Distribución Normal del VAN*
 Adaptado de *Modelo Montecarlo* [Software Crystal ball] Elaboración Propia

Tabla N°37. Flujo Neto de Efectivo con Fondos Propios

Periodo	Ingreso por Venta de Energía	Costos de Operación anuales	Depreciación	Pago de Peaje	Valor en libro de activos	Utilidades Antes de Impuestos	Renta IR	Utilidades Después de Impuestos	Depreciación de activos	Activos No Depreciables	Pago de Garantía	Capital de Trabajo	Inversión Inicial	FNE
0											227,279	179,140	5681,984	-6088,403
1	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	3943,201	668,173		668,173	248,293					916,466
2	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	3694,908	668,173		668,173	248,293					916,466
3	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	3446,615	668,173		668,173	248,293					916,466
4	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	3198,322	668,173		668,173	248,293					916,466
5	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	2950,029	668,173		668,173	248,293					916,466
6	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	2701,736	668,173		668,173	248,293					916,466
7	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	2453,443	668,173		668,173	248,293					916,466
8	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	2205,151	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
9	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	1956,858	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
10	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	1708,565	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
11	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	1460,272	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
12	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	1211,979	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
13	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	963,686	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
14	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	715,393	668,173	200,452	467,721	248,293					515,562
15	\$ 1102,207	179,140	248,293	6,601	467,100	668,173	200,452	467,721	248,293	55,000	227,279			1264,942

Nota: Valores dados en Dólares Norteamericanos (US\$). Elaboración Propia.

Evaluación realizada a un horizonte de tiempo de 15 años

Según resolución No. INE-CD-006-12-2018 el peaje para el uso de equipos y redes de transmisión en 2019 es de 9,3231 US\$/MWh

Exoneración del pago de impuesto sobre la renta (IR) hasta un periodo de 7 años

La actividad económica de electricidad tiene un IR de 30% según LCT Arto. 52

Según La Ley 272 Ley de la Industria Eléctrica, en su capítulo XVII del Régimen Fiscal, Arto. 130, se exonera todos los gravámenes para la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados para la generación de energía eléctrica

La garantía de cumplimiento es recuperable al finalizar el contrato de compra venta entre el generador y la empresa distribuidora.

Tabla N°38. Flujo Económico del Proyecto

Periodo	Beneficio por liberación de recursos	Beneficio por reducir las pérdidas	Beneficio por incremento demanda	Beneficio por Recuperación de Cartera	Total Beneficios	Gastos de Mantenimiento de la Red	Gasto de Jornadas Comerciales	Total Costos	Reelectrificación	Inversión Inicial	FNE
0										5681,984	-5681,984
1	518,037	0	0	0	518,037	0	0	0	99,297		418,740
2	518,037	0	0	0	518,037	0	0	0	99,297		418,740
3	518,037	75,631	15,929	54,767	664,364	13,902	13,902	27,803	99,297		537,264
4	518,037	151,263	31,858	54,767	755,925	13,902	13,902	27,803	99,297		628,824
5	518,037	226,894	47,787	54,767	847,485	13,902	13,902	27,803	99,297		720,384
6	518,037	302,526	63,715	54,767	939,045	13,902	13,902	27,803	99,297		811,945
7	518,037	378,157	79,644	54,767	1030,605	13,902	13,902	27,803	99,297		903,505
8	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
9	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
10	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
11	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
12	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
13	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
14	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803	99,297		848,738
15	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
16	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
17	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
18	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
19	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
20	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
21	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
22	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
23	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
24	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
25	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
26	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
27	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
28	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
29	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035
30	518,037	378,157	79,644		975,839	13,902	13,902	27,803			948,035

Nota: Valores dados en Dólares Norteamericanos (US\$). Elaboración Propia.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES

El trabajo de tesis concluye afirmando que las principales afectaciones a las condiciones actuales del suministro eléctrico en comunidades rurales y vulnerables de estudio se presentan a través de los altos importes de facturación de la energía eléctrica y la calidad del servicio prestado (infraestructura y servicios asociados). Esta condición influenciada por los costos de generación eléctrica, las pérdidas de energía, los costos de mantenimiento y los beneficios que se obtienen del mercado ponen en conflicto las inversiones en proyectos de mejora de los procesos de la cadena de valor del suministro eléctrico que afectan directamente la imagen y gestión del Sector Eléctrico.

La propuesta de participación del proyecto en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es de 0.27% aproximadamente de la generación total anual, con una generación de energía prevista de 11.000 MWh/año que es equivalente a la demanda total del circuito de distribución GTN3020 siendo un complemento idóneo para el aprovechamiento de nuevas energías renovables (no despachable).

La tesis esclarece las intenciones de encontrar un entorno adecuado que favorezca la sostenibilidad del sistema eléctrico a largo plazo en unión con los beneficios y utilidades de los escenarios presentados en sus respectivos métodos de evaluaciones. Es decir, la fórmula entre un precio de venta de la energía atractivo a la inversión privada y recuperable a un plazo medio y los beneficios que deja el saneamiento y la eficiencia energética de un sistema eléctrico sostenible a largo plazo.

Los indicadores financieros de la propuesta de proyecto determinan para un periodo de 15 años la rentabilidad del mismo, con una inversión inicial de US\$6.0MM (seis millones de dólares norteamericanos) y una tasa de descuento de 8%. La inversión tiene un periodo de recuperación de 7 años y bajo estas condiciones el flujo contable no debe ser afectado por los costos de reelectrificación, ni reinversión en equipamiento, dejando afuera los beneficios sociales.

El caso contrario se presenta cuando calculamos los indicadores socioeconómicos, el VAN del beneficio económico calculado oscila hasta un valor de US\$7.2MM (siete millones doscientos mil dólares norteamericanos) cuando el precio de venta de la energía se reduce a US\$70/MWh y continua con su rentabilidad hasta los US\$115/MWh. En estas condiciones los costos de reelectrificación calculados deben distribuirse uniformemente en un periodo de 14 años, pero el 90% de los beneficios deben alcanzarse en los primeros 7 años del proyecto y mantenerse en el horizonte de evaluación.

De esta manera, se destaca las condiciones de factibilidad del proyecto al riesgo de cohesionar los intereses institucionales (gubernamentales) y empresariales (privado) del sector energético para repartir los beneficios de la propuesta de proyecto, además de establecer un precio de venta de la energía por encima de los US\$100/MWh y fomentar el rendimiento de la inversión a diferentes tasas de descuento, así como lograr el compromiso de los usuarios con las condiciones que el proyecto demande para la sostenibilidad.

En cuanto a los objetivos planteados, la tesis destaca el trabajo de investigación realizado para el diagnóstico de la situación actual, así como la propuesta de proyecto elaborada primeramente con la selección del sitio óptimo para la instalación de la Planta Solar Fotovoltaica con una potencia instalada de 7.56MW en las coordenadas geodésicas $X=12^{\circ}04'12''N$, $Y=86^{\circ}05'35''O$, construida en un área de 77.000m² aproximadamente, de suelo llano y fértil para instalar 21,600 paneles fotovoltaicos de 350Wp y generar una energía de 11,000 MWh/año.

Finalmente, se destaca la importancia de las medidas de mitigación ambientales que surgen con la propuesta del proyecto, con especial énfasis para lograr los permisos y licencias, así como el cuidado de las zonas aledañas del sitio de construcción. El reconocimiento del sitio a través de un estudio de impacto ambiental, los movimientos de tierra de la obra, el manejo adecuado de los equipos paneles de silicio y baterías de litio y sus desechos, son argumentos que deben estar presentes en el plan de ejecución del proyecto.

CAPITULO VII. RECOMENDACIONES

Después de haber concluido el estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta solar fotovoltaica, la investigación recomienda lo siguiente:

La actualización de los datos y registros en el sistema del agente distribuidor de la demanda de los grandes consumidores y principalmente de la diversidad de los usuarios involucrados en el servicio eléctrico en el circuito de distribución GTN3020, así como los nombres de localidades, códigos de centros de transformación, clientes asociados, tarifas asociadas y códigos de circuito que tengan diferencia.

Se recomienda realizar visitas de campo para evaluar y determinar los costos asociados a 983 solicitudes de nuevos servicios e instalación de alumbrado público para mejorar las condiciones en las que se encuentran conectados a la red eléctrica existente.

Se recomienda validar los medidores bidireccionales de las fronteras técnicas entre los circuitos de distribución para mantener los registros actuales de flujos de energía de entrada y salida que existen entre circuitos fronteras y la subestación eléctrica: el circuito GTN3020 tiene límites al norte con el circuito TPT3040 y GTN3020, hacia el suroeste tiene límites con el circuito BZN3040 (donde anteriormente formaba un mismo circuito) y hacia el este no tiene circuitos cercanos.

Se recomienda instalar aparatos de medición en las derivaciones eléctricas de media tensión de las diferentes zonas de influencia del circuito GTN3020 para determinar los flujos que se inyectan y definir el peso energético para asignar prioridades en la ejecución de las re electrificaciones propuestas.

Se recomienda confirmar los datos históricos de radiación solar en el sitio propuesto y las características de radiación directa, difusa y reflejada, entre otras cualidades que afectan la capacidad del recurso solar y las pérdidas de transformación en la generación eléctrica.

Se recomienda conciliar los costos de los equipos presentados y calcular los costos de transporte vía marítima o aérea, de aquellos equipos que tengan mayor participación en la inversión del proyecto, de la misma manera, planificar los tiempos de traslado, los desembolsos y las garantías pertinentes.

Finalmente, la investigación recomienda promover las alianzas estratégicas con el sector empresarial del país y permitir la participación de otras entidades institucionales y empresariales en etapas de planificación, ejecución y seguimiento de proyectos energéticos en una constante búsqueda de la eficiencia de uno de los principales motores económicos del país.

CAPÍTULO VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA.

BCIE. (2010). *Análisis del Mercado Nicaragüense de Energía Renovable*.

Tegucigalpa.

BID. (2010). *Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables - Nicaragua*.

BID, B. I. (2019). *Potencial de Energías Renovables de la ciudad de México*. México: Instituto Nacional de Estadísticas y Geografía.

Brown, P. A., & Gibson, D. F. (1972). *A Quantified Model for Facility Site Selection - Application to a Multipoint Location Problem*. AIIE Transactions 4(1), 1-10.

Carballo Pou, M. Á., & García Simón, J. M. (Septiembre de 2017). Energías Renovables y Desarrollo Económico: Un Análisis para España y las Grandes Economías Europeas. *El Trimestre Económico*, LXXXIV(335), 571-609.

ENATREL. (2017). *EIA: Proyecto Subestación Central y Línea 138 Kv Doble Circuito*. Managua.

ENATREL. (2017). *Plan de Obras 2018 Tomo I*. Managua.

ENATREL. (2019). *Avance del Sector Energético PNER*. Managua.

Gómez, L. I. (2012). *Determinantes de la Pobreza Rural: Una Aplicación*. Córdoba, España: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Córdoba.

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014).

Metodología de la Investigación Sexta Edición. México D.F: McGraw-Hill.

Jochem, F. (2005). *El mercado de energías renovables en Nicaragua*. Managua:

GTZ.

Ley N°272. (Abril de 1998). Ley N°272. *Ley de la Industria Eléctrica*.

Liker, J. K. (2004). *Las Claves del Éxito de Toyota*. (L. Cuatrecasas, Trad.)

Barcelona, España: Mc Graw Hill.

Mankiw, G. N. (2002). *Principios de Economía* (Vol. MCMXCVIII). (E. Rabasco

Espáriz, & L. Toharía Cortés, Trads.) Madrid, España: Mc Graw Hill.

Marroquín Arreola, J., & Rios Bolivar, H. (Mayo de 2017). Crecimiento Económico, Precios y Consumos de Energía en México. *Ensayos Revista de Economía*, XXXVI(1), 59-78.

MEM. (2017). *Anuario estadístico del sector eléctrico nacional*. Managua.

MEM. (2018). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica*. Managua.

Membreño, E. (2015). *Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de Nicaragua*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.

Meza Orozco, J. d. (2013). *Evaluación Financiera de Proyectos*. Bogotá, Colombia: Ecoe Ediciones.

- Ochoa Osorio, J. M. (2006). *Estimación de Pérdidas Técnicas en el Sistema de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro*. Guatemala.
- Ortiz Calderon, J. F. (2015). *La Contribución de las Energías Renovables al Desarrollo Económico, Social y Medioambiental*. Universidad de Extremadura: Tesis Doctoral.
- Perpiñán Lamigueiro, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. España.
- Portocarrero Argüello, I., Vega Rodríguez, R., & Espino Cruz, V. (2019). *Metodología de Preinversión para Proyectos de Energía*. Managua: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- PROGENSA. (2009). *La Energía Solar. Aplicaciones prácticas*. Sevilla, España.
- Rojas Zerpa, J. C. (2012). *Planificación del Suministro Eléctrico en Áreas Rurales de los Países en Vías de Desarrollo: Un Marco de Referencia para la Toma de Decisiones*. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.
- Trebolle, D. (2006). *La Generación Distribuida en España*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

APÉNDICE

Apéndice I. Lista de Cotejo

LISTA DE COTEJO

a. Código Transformador (CT):				d. SSEE:				Circuito:													
b. Localidad:				e. Potencia (KVA):																	
c. Dirección:				f. Zona:																	
Ítems	# Medidor	Marca	Lectura	Tipo de Red MT			Tipo de Red BT			Tipo de Vivienda			Uso Final de Energía				Otros Servicios				OBSERVACIONES
				1F	2F	3F	Abierta	Trenzada	Inexistente	Informal	Mediana	Formal	Domiciliar	Comercial	Industrial	Riego	Otros	Escuela	C. Salud	Pozo de Agua	
1																					
2																					
3																					
4																					
5																					
6																					
7																					
8																					
9																					
10																					
11																					
12																					
13																					
14																					
15																					
16																					
17																					
18																					
19																					
20																					

Tipo de Red

Abierta: red con conductores desnudos separados entre si
 Trenzada: red con conductores forrados con cubierta aislante, entrelazados entre si
 Inexistente: red inexistente a una distancia mayor de 50 mtrs

Tipo de Vivienda

Informal: vivienda de carton, hojalata o barro, pobreza
 Mediana: vivienda de material sin repello, bajo recursos
 Formal: vivienda en buenas condiciones visibles

Apéndice II. Cuestionario (Técnica: La Encuesta de Opinión)

Cuestionario de Medición del Grado de Satisfacción del Servicio Eléctrico						
¡Buenos días! Mi nombre es _____, estamos realizando una breve encuesta con el objetivo de medir la satisfacción del usuario con el servicio de energía eléctrica en la comunidad y proponer proyectos que mejoren el servicio, agradezco el tiempo dedicado a contestar estas preguntas.						
Items	Preguntas	SI	NO			
1	¿Cuántas personas habitan en la casa?					
2	¿Conoce cuál fue el precio del kwh de energía eléctrica del mes pasado?					
3	¿La última factura de energía "salió más alta" de lo esperado?					
4	¿Realiza el pago de sus facturas antes del plazo de corte?					
5	¿Estaría de acuerdo que la Empresa Distribuidora ejecute proyectos para mejorar el servicio eléctrico en la Comunidad?					
6	¿Se sentiría beneficiad@ con estos proyectos?					
7	Entre un mejor servicio y un precio más bajo de la energía, ¿Cuál preferiría?					
En la siguiente escala de calificación indique;		Malo	Regular	Bueno	Muy bueno	Excelente
8	¿Cómo califica el servicio de alumbrado público en la comunidad?					
9	¿Cómo califica el servicio de toma de lectura?					
10	¿Cómo califica el servicio de entrega de factura?					

Apéndice III. Guía de Entrevista No Estructurada

¡Buenos días!,

En estos momentos me encuentro con el Ing. _____, a quien agradezco me permitiera un momento de su tiempo para esta entrevista donde tocaremos temas actuales del sector eléctrico y la relación con la empresa distribuidora. El Ing. _____, actualmente ocupa el cargo de _____, en los últimos _____ años en la empresa, desarrollando proyectos de _____.

Si me permite, para no interrumpir la conversación con repeticiones estoy grabando el audio de esta conversación y al finalizar le enviaré una copia de sus respuestas antes de publicarlas en el documento que estoy elaborando.

Cuando esté listo podemos comenzar:

1. Normalmente la facturación de un servicio eléctrico que se encuentra por debajo de los 150kwh/mes y aplica al subsidio energético oscila entre los C\$400 y C\$500, sin embargo, cuando se pasa de los 150 kwh/mes el monto supera los C\$1.200 y C\$1.500. ¿Por qué es tan costosa la energía?, ¿Cuál es según su opinión los elementos que influyen realmente en los altos precios de la energía eléctrica?
2. ¿Cómo cree que afectan estos precios a la gestión de la distribuidora eléctrica?
3. En los últimos años, se ha inyectado al sistema más energía renovable que ninguna otra época, ¿No es suficiente con tener energía renovable?, ¿Por qué no se siente esa diferencia cuando vemos el recibo de energía?
4. En diciembre del año 2019, se aprobó el Anexo Técnico para la Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo. La Normativa establece el procedimiento administrativo y técnico que deben cumplir los clientes dueños de una central de generación distribuida. Estuve revisando en la página web de la empresa y para este mes se encuentran recepcionando solicitudes, muchos clientes y empresas, instituciones, riego, están migrando o viendo esta opción ¿Qué estrategias tiene la empresa para este nuevo mercado que viene a reducir las ventas de energía?
5. ¿Está preparada administrativa y técnicamente para esta situación?
6. La Empresa DN-DS va cumplir 20 años de estar en el Mercado Eléctrico de Nicaragua como agente distribuidor. En el tema de las pérdidas eléctricas, existe la ley del uso responsable de la energía eléctrica, existe el protocolo de entendimiento firmado en 2010 con el estado de Nicaragua y una serie de inversiones realizadas desde esa fecha, ¿Por qué cree que es tan difícil reducir las pérdidas eléctricas?, ¿Dónde tiene su origen esta situación?
7. Según los balances energéticos, al cierre del año 2019 se perdieron 809,618 Mwh de energía en los circuitos de distribución con un precio de venta de la energía de US\$147.5/Mwh lo que

significan 120 millones de dólares de pérdidas económicas para el sector ¿Cómo no ha colapsado el sector eléctrico con estos resultados?

8. La normativa de tarifas reconoce al Agente Distribuidor no solamente la amortización de equipos y tasa de rentabilidad sino el solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas, en este contexto ¿Hasta dónde es conveniente para la distribuidora invertir para reducir las pérdidas eléctricas?
9. En los próximos 3 años, el Programa PNER va normalizar 99,000 servicios de energía en los sectores con mayores pérdidas eléctricas de Nicaragua. Un préstamo que la distribuidora de energía deberá pagar, es decir, las pérdidas de energía son tan altas y cuantiosas que rentabilizan estos proyectos. ¿es este un nuevo mercado para la distribuidora?, ¿se podría ofrecer un paquete de Normalización de los circuitos de altas pérdidas a la empresa privada de Nicaragua para invertir en el mejoramiento de nuestro sistema de transporte de energía?, ¿las universidades podrían realizar este tipo de estudios y servir de conexión interdisciplinaria?
10. Hipotéticamente imaginemos un escenario donde todos estos factores que afectan el precio de la energía y que hemos hablado no existieran o pudieran reducirse al mínimo, ¿Quién cree que sería el mayor beneficiado de un sistema sin pérdidas eléctricas?, ¿este beneficio es del Agente Distribuidor o del usuario del servicio?
11. ¿El sector eléctrico tiene la capacidad para mantener un mercado con las pérdidas mínimas de energía?

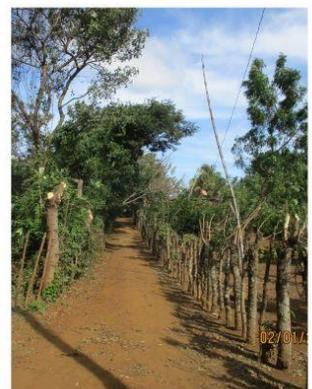
Apéndice IV. Fotografías Área de Influencia del Proyecto – Zona N°1



Nota: Infraestructura de la red eléctrica ZONA N°1



Nota: Infraestructura de la red eléctrica ZONA N°1



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°1



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°1



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°1

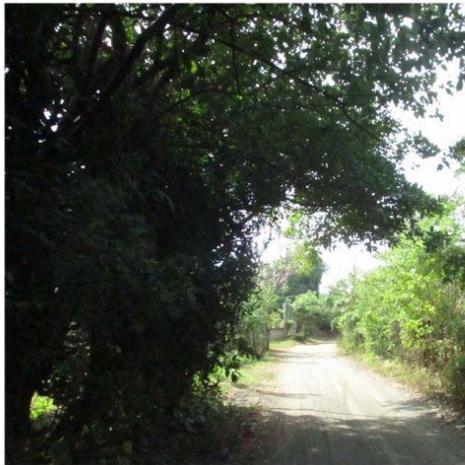


Nota: Infraestructura de la red eléctrica ZONA N°1

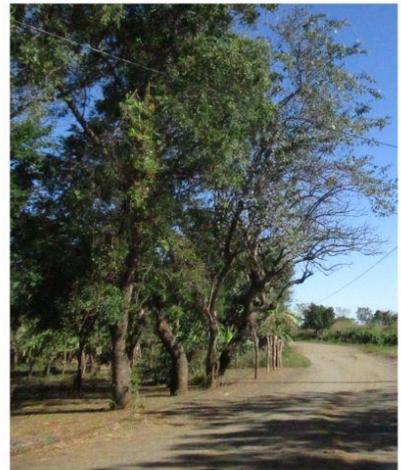


Nota: Infraestructura de la red eléctrica ZONA N°1

Apéndice V. Fotografías Área de Influencia del Proyecto – Zona N°2



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°2



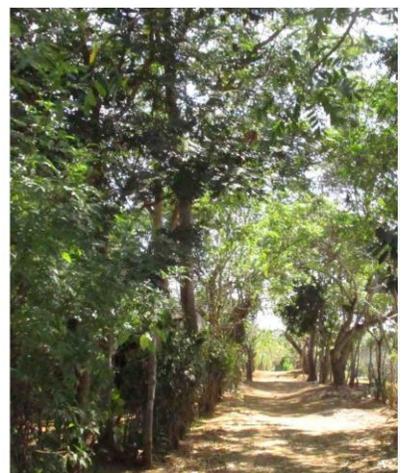
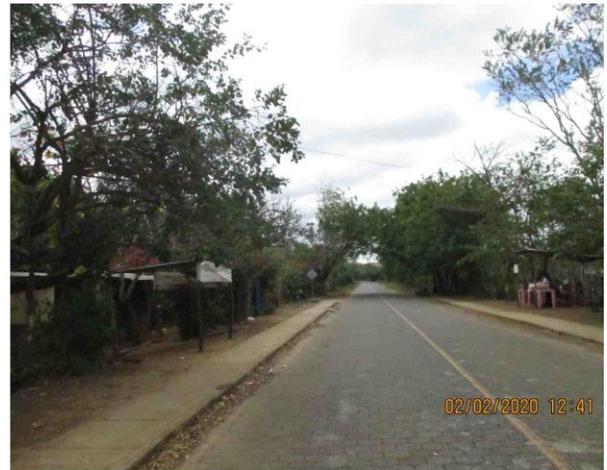
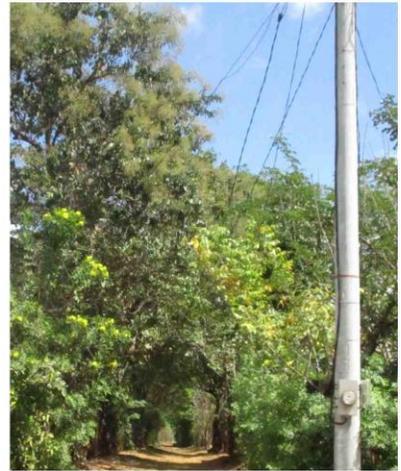
Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°2



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°2



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°2



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°2

Apéndice VI. Fotografías Área de Influencia del Proyecto – Zona N°3



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°3



Nota: Viviendas, calles y caminos ZONA N°3

Apéndice VII. Sujetos de Investigación



Ing. Justo Padilla (Der.), Lic. Bayardo Jiménez (Izq.), Gestor de Grandes Clientes.



Ing. Justo Padilla (Izq.), Ing. Gustavo Ardila (Der.) Gerente de Distribución del Sector Sur

Apéndice VIII. Proceso de Aplicación de los Instrumentos



Nota: Inspectores de campo en llenado de lista de cotejo y cuestionario.

Apéndice IX. Matriz de Triangulación de Información de Instrumento de Campo – Lista de Cotejo

Ítems	NIS	Zona	Localidad	CT	Directo / Medido	No MEDIDOR	MARCA	Red MT	Red BT	Tipo de vivienda	Uso de Energía	Escuela	C. Salud	Agua	Comunicación	Observación
1																
2																
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
25																

Nota: Ejecución de tablas dinámicas para consolidar la información

Apéndice X. Matriz de Triangulación de Información Comercial – Lista de Cotejo

Ítems	NIS	Zona	Localidad	CT	Directo / Medido	No MEDIDOR	Tarifa Eléctrica	Importe de Deuda	Estado Comercial	Consumo Neto	Consumo Promedio 3m	Consumo Promedio 6m	Cant. Facturas pendientes
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Nota: Ejecución de tablas dinámicas para consolidar la información

Apéndice XI. Matriz de Triangulación de Información de Instrumento de Campo – El Cuestionario

Ítems	Cant	Pregunta 2		Pregunta 3		Pregunta 4		Pregunta 5		Pregunta 6		Pregunta 7		Pregunta 8			Pregunta 9			Pregunta 10			
		SI	NO	PB	MS																		
1																							
2																							
3																							
4																							
5																							
6																							
7																							
8																							
9																							
10																							
11																							
12																							
13																							
14																							
15																							
16																							
17																							
18																							
19																							
20																							
21																							
22																							
23																							
24																							
25																							

Nota: Ejecución de tablas dinámicas para consolidar la información

Apéndice XII. Matriz de Triangulación de Información – Entrevista No Estructurada

<i>Variable</i>	<i>Sujeto de Investigación 1</i>	<i>Sujeto de Investigación 2</i>	<i>CONSENSO</i>	<i>DISENSO</i>
<i>¿Por qué son tan altos los precios de la energía en Nicaragua?</i>	La principal fuente de energía que utilizamos para la generación eléctrica es a través de combustibles fósiles y las fuentes renovables aún siguen siendo menores, esto costos afectan el precio final.	El pliego tarifario en tarifa domiciliar está distribuido por rangos, lo que posibilita quien consuma más, debe pagar más. Además de las políticas de gobierno que están definidas por el INE.	Las políticas que promueven la participación de los oferentes son claves en el resultado final.	En el mercado eléctrico existen muchos factores que afectan los precios finales de la energía.
<i>¿Qué afectaciones tiene los altos precios a la gestión del Agente Distribuidor</i>	Los altos precios afectan directamente al consumidor y cuando estos no pagan la energía que consumen, tanto porque la deben como porque la hurtan, es una pérdida que no se recupera ni con el subsidio del estado, que es una gran ayuda, pero no representan todas las pérdidas porque no todo es reconocido por lo difícil que es en este contexto empaquetar o agrupar el daño en un solo indicador.	Dificulta la gestión, muchas personas desconocen el tema y le atribuyen las altas facturaciones al consumo de la energía y no al precio de la misma.	Tiene un alto impacto en la gestión del Agente Distribuidor y del mercado mismo.	Por desconocimiento por parte de los clientes y por compromiso.
<i>¿Cómo se sostiene el sector cuando el distribuidor sufre altas pérdidas y bajo cobro en sus balances contables?</i>	Lo que actualmente sostiene a la distribuidora son los grandes clientes, son grandes consumidores y consientes del pago de su factura y que actualmente están sosteniendo el peso del sector.	Por lo general, los grandes consumidores mantienen al sector, se confirma con la tasa de morosidad más baja en este rubro que en los demás.	Son los Grandes Consumidores los que sostienen el peso del mercado.	
<i>¿Qué sucedería si estos grandes consumidores migran a otra fuente de energía?</i>	A pesar que no hay muchas solicitudes en el sector, directamente va afectar a la distribuidora a nivel de concesión, porque la energía que dejarán de consumir es lo que dejaremos de percibir en nuestra facturación.	La afectación es grande, porque si ellos se retiran de nuestro mercado se retira una gran cantidad de ingresos para la empresa. Las políticas deben favorecer de alguna manera al sector tarifario que sostienen el mercado.	Es una gran afectación para la empresa la pérdida de un cliente con buen registro de consumo y pago.	
<i>¿Por qué no hay mayor participación de la empresa privada en la gestión del Agente Distribuidor?</i>	Si hay participación y propuestas de las empresas privadas, pero no como alianzas estratégicas sino como convenios donde la distribuidora realiza planes según los acuerdos conciliados para mejorar, repotenciar y/o construir el circuito exclusivo del suministro eléctrico de estas empresas que generalmente son Grandes Consumidores.	La centralización del sector eléctrico impide una relación más estrecha con la empresa privada y tener este tipo de alianzas estratégicas como las que mencionas.	La participación es muy poca o casi nula.	Debido al interés propio de cada Empresa y debido a que la centralización del sector impide una mayor participación.
<i>En un escenario sin pérdidas eléctricas y buen cobro, ¿El usuario final tiene algún beneficio?</i>	Cierta parte depende que todos realicen su pago, sin embargo, no todo está amarrado a las pérdidas de energía. Es probable que exista reducción, pero no está estrictamente relacionado con la facturación final, porque existen otros rubros como alumbrado público, regulaciones INE, comercialización, que se cobran por porcentajes desglosados en la facturación final.	Claro, tendría que bajar, tiene lógica, en un escenario así se podría ver la opción del precio de la energía, de su tarifa eléctrico, sin embargo, existen otros factores externos y coyunturales de este país que también deben revisarse.	Si hay beneficio para el usuario en un sistema sin pérdidas de energía y buen cobro.	El beneficio es mínimo por cómo está estructurada la tarifa y el beneficio debe ser mayor a pesar de los problemas coyunturales.
<i>Con redes eléctricas nuevas y un cobro excelente, ¿Es sostenible un proyecto en los circuitos de distribución eléctrica?</i>	En ese contexto es rentable y sostenible, porque las redes eléctricas nuevas en teoría son mínimas el mantenimiento que necesitan, algo externo a una red, postes chocados (seguro), poda y supervisión. Sin embargo, a pesar de su eficiencia siguen siendo altos los costos de mantenimiento no solamente por el mantenimiento mismo sino por lo costoso que resulta dejar de vender energía durante esos lapsos de interrupción.	El acercamiento de la empresa con los clientes siempre se promueve por la empresa en sectores de mayor mora, este año por temas de la pandemia (Covid-19) hemos disminuido las campañas de acercamiento.	Sí, es sostenible, pero sigue siendo costoso.	Se puede dar seguimiento y supervisión a las redes más fácilmente que el acercamiento de los clientes en aspectos comerciales.

Apéndice XIII. Matriz de Información – Perfil de Carga

<i>Ítems</i>	<i>NIS</i>	<i>Horario</i>	<i>Medidor</i>	<i>KVArh</i>	<i>KWh</i>	<i>Demanda Max</i>	<i>Demanda Media</i>	<i>Demanda Min</i>	<i>Bloque Horario</i>
1		Fecha; hora 15min							
2		Fecha; hora 15min							
3		Fecha; hora 15min							
4		Fecha; hora 15min							
5		Fecha; hora 15min							
6		Fecha; hora 15min							
7		Fecha; hora 15min							
8		Fecha; hora 15min							
9		Fecha; hora 15min							
10		Fecha; hora 15min							
11		Fecha; hora 15min							
12		Fecha; hora 15min							
13		Fecha; hora 15min							
14		Fecha; hora 15min							
15		Fecha; hora 15min							
16		Fecha; hora 15min							
17		Fecha; hora 15min							
18		Fecha; hora 15min							
19		Fecha; hora 15min							
20		Fecha; hora 15min							
21		Fecha; hora 15min							
22		Fecha; hora 15min							
23		Fecha; hora 15min							
24		Fecha; hora 15min							

Nota: Ejecución de tablas dinámicas para consolidar la información

Apéndice XIV. Matriz de Proyección de Energía Generada

Ítems	Hora	Bloque	HPS	HPS Real	Eficiencia	Cant. Paneles FV	Potencia de Paneles FV (w)	Potencia Instalada (w)	Pérdidas de Eficiencia Inversor	Pérdidas de Eficiencia Paneles FV	Pérdidas del sistema	Pérdidas de Transformación y Mantenimiento	Total Energía Entregada
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													

Nota: Ejecución de tablas dinámicas para consolidar la información

Apéndice XV. Matriz de Triangulación de Balance de Energía

Sector	Variable (MWh)	Circuito	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Octubre	Nov	Dic	Acumulado	Año
	Extraído															
	Facturado															
	AP															
	Total Facturado															
	Diferencia															
	%Perdidas															
	Extraído															
	Facturado															
	AP															
	Total Facturado															
	Diferencia															
	%Perdidas															
	Extraído															
	Facturado															
	AP															
	Total Facturado															
	Diferencia															
	%Perdidas															
	Extraído															
	Facturado															
	AP															
	Total Facturado															
	Diferencia															
	%Perdidas															

Nota: Ejecución de tablas dinámicas para consolidar la información

ANEXOS

Anexo I. Ficha Técnica del Programa PNESER financiado por el BID

NICARAGUA				
PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE (PNESER) - PRIMER PRÉSTAMO (NI-L1040)				
Términos y Condiciones Financieras del Primer Préstamo				
Prestatario: República de Nicaragua			CO	FOE
Ejecutores: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).		Plazo de amortización:	30 años	40 años
		Período Gracia	6 años	40 años
		Período Desembolso:	4 años	4 años
		Tasa de interés:	FU-FIJA	0,25%
BID I – NI-L1040	\$30.500.000	100%	Inspección y Vigilancia	*
(CO)	\$15.250.000		Comisión de crédito:	*
(FOE)	\$15.250.000		Moneda:	US\$ FU US\$
Estructura y Financiamiento del Programa PNESER				
<p>La operación propuesta constituye el primer préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para el PNESER (o el Programa) cuya estructura apunta a que los recursos del BID puedan ser aportados de forma modular en los años 2010, 2011 y 2012, a través de operaciones que serán presentadas para aprobación del Directorio Ejecutivo en forma independiente y cuyas inversiones se justifican y son viables en forma autónoma, pero que permiten ir alcanzando las metas del marco de resultados en forma acumulativa. El diseño se ajusta a la disponibilidad de recursos concesionales, a la vez que sirve para apalancar recursos de otros donantes, manteniendo la concesionalidad acordada por el Gobierno de Nicaragua (GdN) con la comunidad internacional como parte de los arreglos para reducción de la deuda del país.</p>				
BID I (NI-L1040) (2010):	US\$ 30.500.000	1/ Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFCI): Banco Mundial (BM); Corporación Financiera Internacional (IFC); Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID); <i>Korean Eximbank</i> (KEXIM); Facilidad de Inversión para América Latina (LAIF); Banco Europeo de Inversiones (BEL); Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); Fondo de Inversión Climática (CIF) / Programa de Impulso a la Energía Renovable en países de bajos ingresos (SREP) y Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND).		
BID II (NI-L1050) (2011)	US\$ 22.000.000			
BID III (2012)	US\$ 25.000.000			
Otros Financiamientos ^{1/}	US\$280.900.000			
Aporte Local y de Terceros	US\$ 22.600.000			
Costo Total Programa	US\$381.000.000			
Esquema del Proyecto				
<p>El objetivo del PNESER es apoyar los esfuerzos del GdN para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una porción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, a la vez que apoya la generación de condiciones para avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuya a mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático. PNESER apoyará siete componentes: (i) Electrificación Rural por Extensión de Redes; (ii) Normalización del Servicio en Asentamientos; (iii) Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable; (iv) Preinversión y Estudios de proyectos de Generación con Energía Renovable; (v) Programas de Eficiencia Energética; (vi) Refuerzo del Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales; y (vii) Sostenibilidad de los Sistemas Aislados de responsabilidad de ENEL.</p>				
<p>Condiciones previas al primer desembolso del primer préstamo (NI-L1040): (i) que se haya integrado en el MEM la estructura que actuará como Unidad Ejecutora (UE-MEM) para el Sub-programa I y coordinadora de todo el PNESER (§3.2); (ii) que se haya aprobado el Reglamento Operativo del Programa (§2.2); (iii) que se haya suscrito el Memorando de Entendimiento (MdE) con los OFCI y se haya integrado el Comité de Seguimiento del PNESER (§2.2 y 3.3); y (iv) que se haya suscrito un convenio marco entre el MEM y la Distribuidora de Electricidad del Norte S.A. (DISNORTE) y entre el MEM y la Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (DISSUR) (§1.14, §1.17).</p>				

Anexo II. Instituciones Estatales en Ejecución de Proyectos Solares (MEM)

SISTEMA FOTOVOLTAICO LA TRINIDAD - DIRIAMBÁ



Inversión U\$12 Millones

- Capacidad
1.38 MWp
- Cantidad de Paneles
5,880 Unidades
- Tecnología de los Paneles:
Monocristalino
- Eficiencia de los Paneles:
18.3%
- Área Ocupada Paneles:
4,700 m²
- Área Total del Proyecto:
20,000 m²

EN OPERACIÓN, 2013

PLANTA SOLARIS

En el año 2017 entró en operación Comercial la planta solar fotovoltaica SOLARIS de 12MW, de una inversión de U\$ 20 Millones con capital privado. Ubicada en Puerto Sandino-León.

**EN OPERACIÓN,
Año 2017**

**INVERSIÓN
U\$20 Millones**

**CAPACIDAD
12 MW**





**46,350
PANELES SOLARES**

**206
INVERSORES**

Sistema de Generación Solar SAN JUAN DE NICARAGUA (Río San Juan)

Inversión
U\$1,4 Millones

Planta Solar
300 kW FV

Acumuladores de energía
350 kW

2 Plantas Diésel
210 Kw c/u

1,017 Paneles solares, generadores, estructuras metálicas, etc.

Sistema Aislado

BID Inversión :
US\$ 1.4 MM

EN OPERACIÓN, ENERO 2019

Sistema de Generación Solar CORN ISLAND (RACCS)

EN EJECUCIÓN

Planta Solar
2.1 MW

Almacenamiento de energía
2.1 MW

100 % EQUIPOS RECIBIDOS E INSTALANDOSE

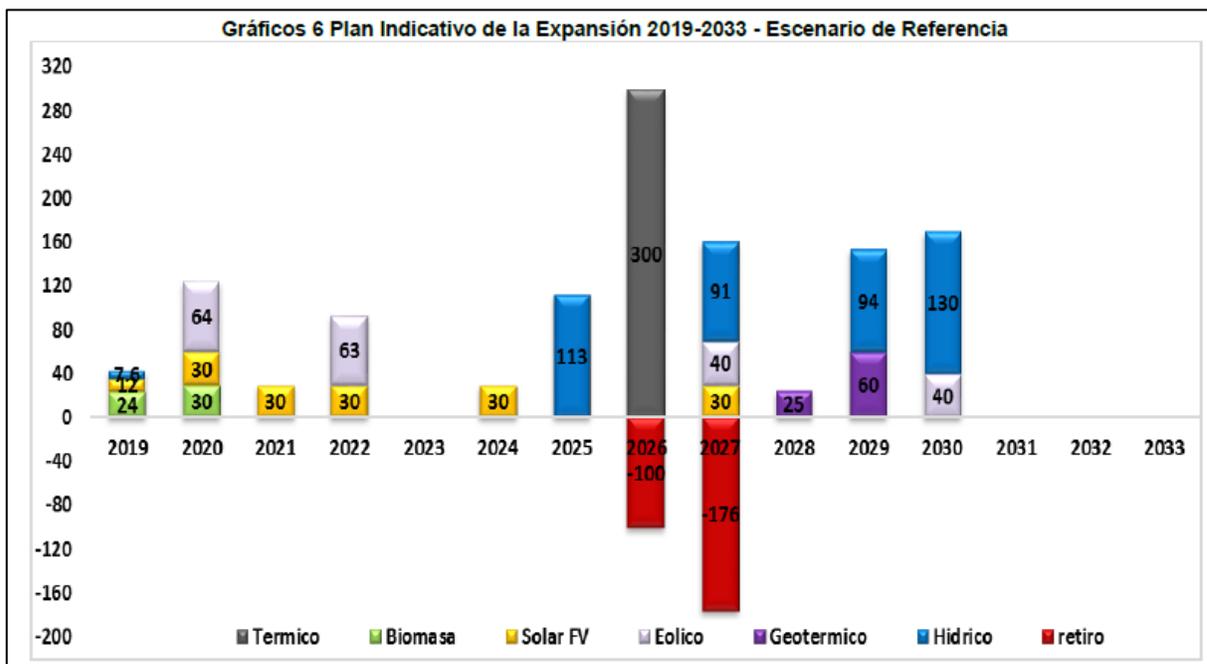
FINANCIAMIENTO:
BID US\$ 4.3 MM (Fase 1)

Objetivo: Minimizar el consumo de combustible fósil y garantizar un suministro eléctrico continuo.

Anexo III. Capacidad Instalada año 2017 (MEM)

AÑO 2017			Capacidad por tipos de fuentes 2017		
Planta	Capacidad Instalada Nominal (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Fuentes	Capacidad Instalada Nominal (MW)	Capacidad Instalada Efectiva
Centro América	25.0	24	Hidroeléctricas	145.0	111.2
	25.0	24	Eólica	186.2	175.3
Carlos Fonseca	27.2	25	Geotérmica	154.5	104.7
	27.2	0	Solar	14.0	13.0
Hidropantasma	14.4	13	Biomasa	176.6	164.3
Tichana	0.4	0.25	Termicas	791.1	582.8
Larreinaga	17.5	17	TOTAL	1,467.31	1,151.32
Alder - BL El Bote	0.9	0.9			
Egomea	2.5	2.35			
El Diamante	4.9	4.7			
Managua	45	0.0			
	6.2	5.5			
Las Brisas	6.2	5.5			
	25	0.0			
GESARSA	40	0.0			
Momotombo	6.4	0.0			
Momotombo	77.5	42.0			
San Jacinto Tizate (pensa)	77	62.7			
Ingenio San Antonio	79.3	77.3			
Ingenio Monterosa	54.5	49.0			
Ingenio Montellmar	42.8	38.0			
Nicaragua	53	50.0			
	53	50.0			
Tipitapa	52.2	50.9			
Corinto	55.5	52.9			
	18.5	17.6			
Che Guevara	20.4	19.2			
	20.4	0.0			
	20.4	19.2			
	20.4	0.0			
	20.4	0.0			
	13.6	12.9			
	40.8	38.0			
	27.2	25.3			
47.6	45.3				
CENSA	65.3	60.9			
Hugo Chavez	60	60.0			
Amayo	63	63.0			
Blue Power	39.6	39.6			
Eolo	44	37.0			
Alba Rivas	39.6	35.7			
Plantas MAN	73.6	69.7			
SFV-Trinidad	1.38	1.0			
SFV-Solaris	12.58	12.0			
TOTAL	1,467.31	1,151.32			

Anexo IV. Gráfico de Proyectos del Plan Indicativos 2019 – 2033 (MEM)

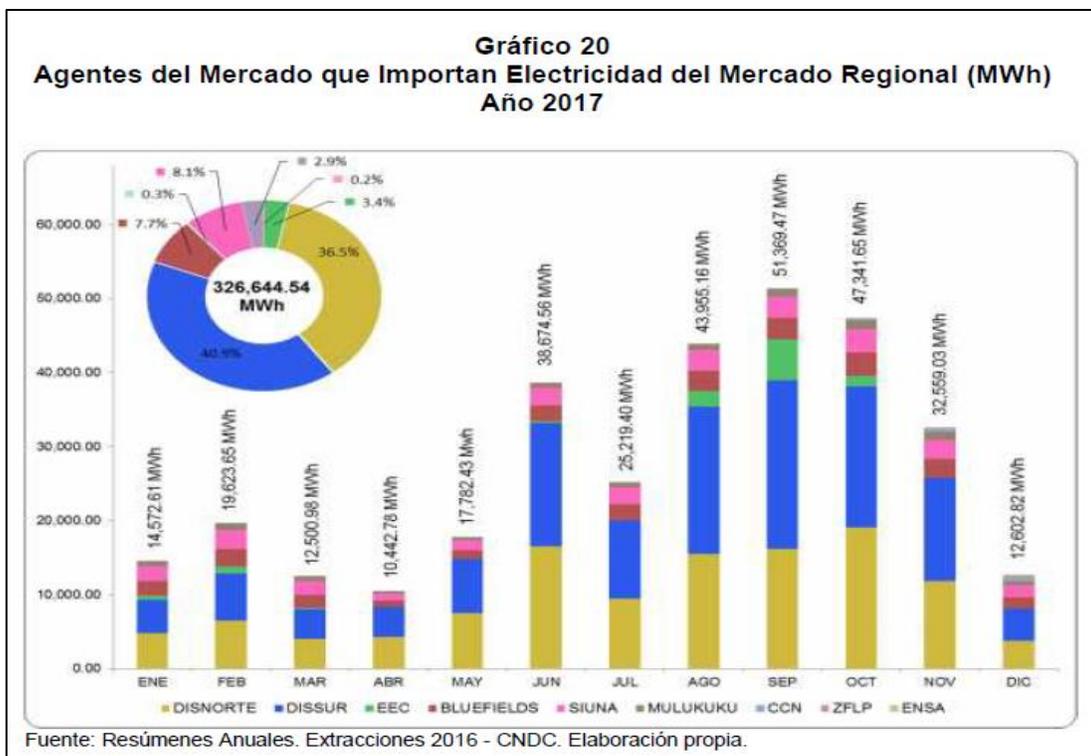
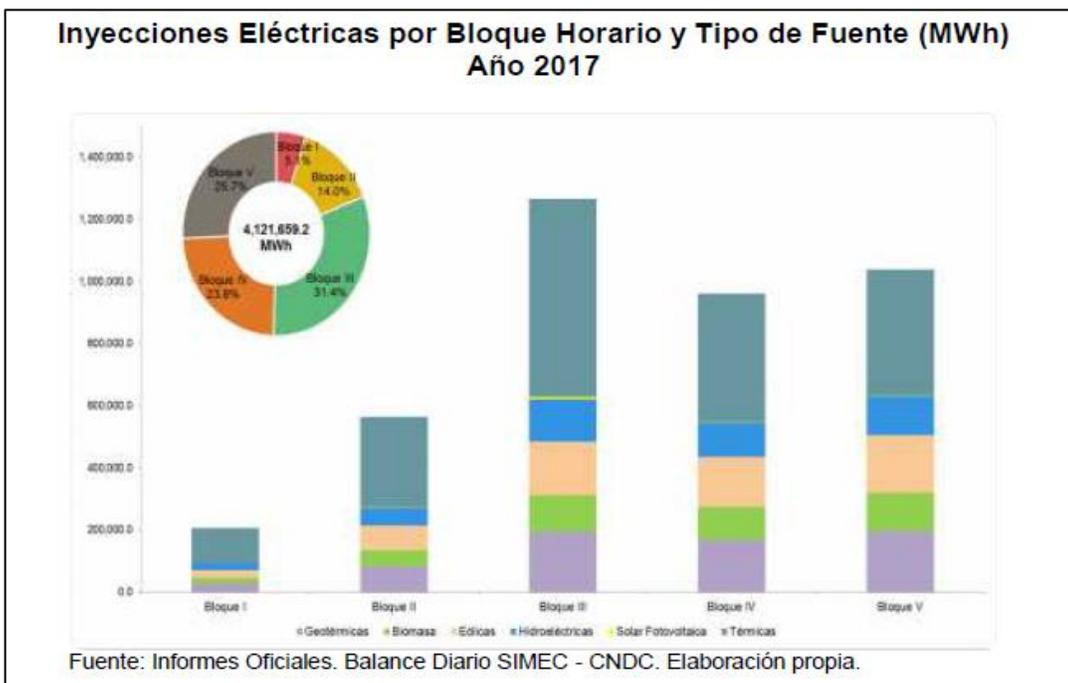


Anexo V. Oferta de Generación de Energía en 2017 (MEM)

TIPO DE FUENTE	GENERACION NETA -GWh				
	NETA 2016	NETA 2017	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION GWh
Hidroeléctricas	421.10	462.45	11.22	9.82	41.35
Geotérmicas	629.50	674.99	16.38	7.23	45.49
Eólicas	717.61	622.58	15.11	(13.24)	(95.03)
Solar Fotovoltaica	2.06	13.64	0.33	562.34	11.58
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	2,073.00	1,884.51	45.74	(9.09)	(188.49)
Biomasa (Bagazo de Caña)	316.70	418.84	10.17	32.25	102.14
TOTAL S.I.N.	4,159.97	4,077.01	98.95	(1.99)	(82.96)
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	43.56	43.33	1.05	(0.55)	(0.23)
TOTAL S.A.N	43.56	43.33	1.05	(0.55)	(0.23)
Hidroeléctricas	421.10	462.45	11.22	9.82	41.35
Geotérmicas	629.50	674.99	16.38	7.23	45.49
Eólicas	717.61	622.58	15.11	(13.24)	(95.03)
Solar Fotovoltaica	2.06	13.64	0.33	562.34	11.58
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	2,116.56	1,927.84	46.79	(8.92)	(188.72)
Biomasa (Bagazo de Caña)	316.70	418.84	10.17	32.25	102.14
TOTAL NACIONAL	4,203.53	4,120.34	100.00	(1.98)	(83.19)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo VI. Bloques Horario de la Oferta de Energía (INE)



Anexo VII. Demanda Eléctrica Nacional del SIN año 2019 (INE)



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

**DEMANDAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE POTENCIA
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
MW
AÑO 2019**

DEMANDAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
MÁXIMA	674.50	691.68	691.44	717.53	708.35	670.69	669.14	675.08	685.33	645.24	677.65	676.78	717.53
HORA	19:00:00	19:00:00	19:00:00	14:00:00	14:00:00	19:00:00	19:00:00	14:00:00	14:00:00	19:00:00	18:00:00	18:00:00	14:00:00
FECHA	23-ene-19	13-feb-19	21-mar-19	29-abr-19	7-may-19	7-jun-19	31-jul-19	29-ago-19	3-sep-19	17-oct-19	27-nov-19	11-dic-19	29-abr-19
MÍNIMA	159.40	406.27	417.07	397.34	368.46	384.91	381.24	379.36	39.87	359.09	379.93	402.28	39.87
HORA	11:00:00	03:00:00	04:00:00	07:00:00	02:00:00	04:00:00	04:00:00	06:00:00	13:00:00	02:00:00	06:00:00	07:00:00	13:00:00
FECHA	20-ene-19	11-feb-19	3-jun-19	21-abr-19	27-may-19	3-jun-19	15-jul-19	18-ago-19	16-sep-19	14-oct-19	3-nov-19	25-dic-19	16-sep-19
FACTOR DE CARGA (%)	74.05	74.26	74.72	73.55	72.53	75.82	76.58	77.57	74.13	76.88	75.68	75.52	71.35

Fuente: DTE e Informes Diarios del SIN - Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DGE - INE.

Anexo VIII. Históricos de Importaciones y Exportaciones de Energía (INE)



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA MWh AÑO 2019

TRANSACCIONES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
IMPORTACIONES	5,104.98	1,683.29	4,425.81	4,805.16	16,511.13	16,062.00	26,449.90	45,842.78	63,298.41	95,263.15	92,163.68	62,806.43	434,416.72
EXPORTACIONES	114.79	36.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.80

Fuente: Centro Nacional Despacho de Carga (CNDC).
Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DGE - INE.



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GWh

AÑOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
IMPORTACIONES	10.25	9.93	20.02	51.95	22.32	33.54	204.81	326.64
EXPORTACIONES	43.29	40.56	3.19	16.23	48.98	21.51	17.88	1.03

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DGE - INE.

Anexo IX. Históricos de Capacidad Instalada SIN (INE)


**INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR**

**CAPACIDAD INSTALADA
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
(MW)**

Tipo de Generación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)	1,060.10	1,093.70	1,267.70	1,273.48	1,313.08	1,330.58	1,381.13	1,467.31
Biomasa	121.80	121.80	133.80	133.80	133.80	133.80	176.60	176.60
Eólica	63.00	63.00	146.60	146.60	186.20	186.20	186.20	186.20
Geotérmica	87.50	87.50	164.50	154.50	154.50	154.50	154.50	154.50
Hidroeléctrica	105.30	105.30	105.30	119.70	119.70	137.20	142.45	142.45
Solar				1.38	1.38	1.38	1.38	13.96
Térmica	682.50	716.10	717.50	717.50	717.50	717.50	720.00	793.60
Sistema Aislado Nacional (S.A.N.)	12.49	15.04	19.11	17.95	15.49	15.49	15.19	15.06
Hidroeléctrica			0.40	0.40	0.40	0.40		
Térmica	12.49	15.04	18.71	17.55	15.09	15.09	15.19	15.06
Total Nominal	1,072.59	1,108.74	1,286.81	1,291.43	1,328.57	1,346.07	1,396.32	1,482.37
Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)	914.34	878.60	1,029.76	966.76	1,049.84	1,075.48	1,118.48	1,151.32
Biomasa	103.30	104.30	125.80	124.80	110.30	124.30	163.30	164.30
Eólica	60.90	63.00	117.00	139.56	174.86	172.76	176.96	175.26
Geotérmica	36.80	36.30	77.10	69.34	81.62	78.36	88.52	104.72
Hidroeléctrica	105.50	98.90	98.90	111.90	111.90	128.90	133.81	108.85
Solar				1.00	1.00	1.00	1.00	13.00
Térmica	607.84	576.10	610.96	520.16	570.16	570.16	554.89	585.19
Sistema Aislado Nacional (S.A.N.)	11.19	11.34	11.35	12.19	12.30	12.90	10.10	10.65
Hidroeléctrica			0.20	0.22	0.22	0.22		
Térmica	11.19	11.34	11.15	11.97	12.09	12.69	10.10	10.65
Total Efectiva	925.53	889.94	1,041.11	978.95	1,062.14	1,088.38	1,128.59	1,161.97

Fuente: Empresas Públicas y Privadas del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) y Sistema Aislado Nacional (S.A.N.).
Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DGE - INE.

Anexo X. Insumos de Producción Eléctrica SIN 2019 (INE)



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

INSUMOS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2019

Tipo de Sistema por Fuente de Energía	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)													
Miles de Metros Cúbicos de Agua	50,624.32	44,447.52	44,181.49	46,042.70	18,288.06	59,635.99	65,744.68	60,434.57	36,795.44	55,968.31	25,548.75	34,654.85	542,366.69
Miles de Galones de Fuel Oil	6,865.39	7,218.94	7,580.33	9,994.68	12,799.23	10,495.79	10,698.13	13,316.51	13,662.60	11,658.25	7,290.23	6,212.31	117,792.39
Miles de Galones de Fuel Oil (Otros Usos)	13.26	9.98	13.56	9.28	8.22	6.63	9.14	7.01	8.80	11.96	14.33	14.23	126.40
Miles de Galones de Diesel	135.56	112.99	92.31	186.10	260.30	147.71	153.97	203.03	205.56	131.31	90.64	48.46	1,767.93
Miles de Galones de Diesel (Otros Usos)	5.74	4.70	6.34	6.91	3.30	3.67	4.36	3.31	3.85	7.22	9.38	8.91	67.70
Miles de Toneladas de Vapor Geotérmico	528.77	477.21	533.49	419.20	523.99	481.69	525.87	511.17	476.94	507.46	486.94	500.63	5,973.34
Miles de Toneladas de Salmuera	579.59	687.59	755.83	726.16	726.51	701.97	719.53	734.78	695.73	744.53	742.08	754.29	8,568.58
Miles de Toneladas Métricas de Bagazo Caña	372.67	338.05	375.06	337.57	131.20	98.54	49.93	20.13	0.00	0.00	174.20	356.24	2,253.59
Miles de Toneladas Métricas de Leña	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Miles de Toneladas Métricas de Cascarilla, Madera, RAC	8.41	13.63	13.15	23.96	34.51	14.12	16.84	0.00	0.00	0.00	12.20	14.55	151.37
Sistema Aislado Nacional (S.A.N.)													
Miles de Galones de Fuel Oil	203.70	185.68	204.01	206.63	209.31	213.34	224.60	230.45	218.49	218.19	196.43	189.08	2,499.91
Miles de Galones de Diesel	91.35	82.82	87.88	90.33	89.37	88.53	75.75	59.90	53.86	68.55	80.32	84.28	952.94
Miles de Galones de Diesel (Otros Usos)	1.50	2.48	1.53	0.70	0.60	0.60	2.60	2.45	2.45	2.56	2.30	2.16	21.93

Fuente: Empresas Públicas y Privadas del SIN y Sistemas Aislados.
Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DCE - INE.

Anexo XI. Histórico de Generación Bruta Nacional (INE)



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

GENERACIÓN BRUTA
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
(GWh)

Tipo de Generación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)	3,614.47	3,777.65	3,973.02	4,105.40	4,384.88	4,530.57	4,540.88	4,481.86
Biomasa	384.65	372.75	453.96	482.11	491.61	454.67	533.24	666.40
Eólica	163.39	210.66	329.55	561.57	845.97	865.44	729.04	634.56
Geotérmica	302.11	272.85	523.32	679.36	662.01	677.74	705.56	750.86
Hidroeléctrica	503.15	443.70	417.18	454.59	394.42	293.62	425.47	467.58
Solar	0.00	0.00	0.00	0.68	1.43	2.22	2.16	13.91
Térmica	2,261.17	2,477.70	2,249.01	1,927.10	1,989.44	2,236.87	2,145.41	1,948.56
Sistema Aislado Nacional (S.A.N.)	44.60	46.77	48.44	53.90	53.60	54.62	55.41	45.61
Hidroeléctrica	0.00	0.00	1.46	1.48	1.46	1.49	1.23	0.00
Térmica	44.60	46.77	46.98	52.42	52.14	53.14	54.18	45.61
Total Generación Bruta	3,659.07	3,824.42	4,021.46	4,159.30	4,438.48	4,585.19	4,596.28	4,527.47
GENERACIÓN BRUTA (%)								
Biomasa	10.51%	9.75%	11.29%	11.59%	11.08%	9.92%	11.60%	14.72%
Eólica	4.47%	5.51%	8.19%	13.50%	19.06%	18.87%	15.86%	14.02%
Geotérmica	8.26%	7.13%	13.01%	16.33%	14.92%	14.78%	15.35%	16.58%
Hidroeléctrica	13.75%	11.60%	10.41%	10.96%	8.92%	6.44%	9.28%	10.33%
Solar	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.03%	0.05%	0.05%	0.31%
Térmica	63.02%	66.01%	57.09%	47.59%	46.00%	49.94%	47.86%	44.05%
Total Generación Bruta (%)	100.00%							

Fuente: Empresas Públicas y Privadas del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) y Sistema Aislado Nacional (S.A.N.).

Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DGE - INE.

Anexo XII. Histórico de Precio de Venta de la Energía (INE)

CS/kWh
AÑO 2019

Sector Económico	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
RESIDENCIAL	6.3758	6.3295	6.6024	6.6481	6.9263	6.8164	7.0131	7.0976	7.1582	7.2155	7.2353	7.3931	6.9084
GENERAL	8.3673	8.6228	8.5686	8.8591	8.8587	8.9162	9.0255	9.0734	9.3120	9.3536	9.4794	9.7275	9.0181
INDUSTRIA	6.4578	6.5390	6.4329	6.6848	6.5960	6.5720	6.6500	6.6401	6.8295	6.8523	6.9382	7.2773	6.7067
IRRIGACION	5.2443	5.2687	5.3464	5.5181	5.7430	5.6983	5.5646	5.6911	5.7918	6.1842	6.0893	6.0396	5.5951
BOMBEO	6.6818	6.7457	6.7359	6.8617	7.0232	7.1481	7.2170	7.2868	7.3978	7.4592	7.5678	7.6627	7.1241
ALUMBRADO PUBLICO	6.7328	7.0962	7.1785	7.3156	7.7670	7.5505	7.6604	7.7235	7.9319	7.7676	7.8792	7.8514	7.5419
APOYO INDUSTRIA TURISTICA	7.2517	7.4201	7.4009	7.5549	7.5611	7.6770	7.7741	7.8538	8.0349	8.1248	8.2080	8.2812	7.7801
INDUSTRIA TURISTICA	6.8335	7.1062	6.9704	7.1432	7.2079	7.3559	7.3421	7.5187	7.7356	7.7170	7.9162	7.9141	7.4023
BOMBEO COMUNITARIO	5.6247	5.8537	5.8514	5.9509	6.0020	6.0547	6.0594	6.2014	6.2298	6.3673	6.4121	6.5326	6.0889
PEQUEÑAS CONCESIONARIAS	3.8958	3.9105	3.9267	3.9423	3.9585	3.9746	3.9912	4.0076	4.0237	4.0407	4.0511	4.0611	3.9826
USO DE REDES	0.8810	0.9115	0.8619	0.9161	0.9054	0.9228	0.9341	0.9103	0.9483	0.9417	0.9539	0.9168	0.9170
ENACAL	3.1879	3.2068	3.4669	3.4798	3.5019	3.9336	3.4455	3.4728	3.4965	3.4653	2.9740	2.6443	3.3558
GRAN CONSUMIDOR	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Total Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)	6.5001	6.5963	6.7055	6.8703	7.0302	7.0414	7.0893	7.1412	7.2991	7.3426	7.3370	7.4626	7.0362
RESIDENCIAL	6.1590	6.1810	6.2211	6.2103	6.3127	6.3235	6.3879	6.4056	6.0803	6.0660	6.0511	6.0369	6.2075
GENERAL	5.8768	5.8705	5.8318	5.8677	5.8451	5.9186	5.9348	5.8066	6.3554	6.1665	6.2809	6.4183	6.0293
INDUSTRIA	4.6314	4.5922	4.6716	4.7228	4.7569	6.0722	5.5683	5.2223	5.1881	5.2265	5.1207	5.1323	5.0722
BOMBEO	3.8896	3.9064	3.9225	3.9354	3.9565	3.9703	3.9877	4.0021	5.2836	5.3794	5.2234	5.3058	4.5608
ALUMBRADO PUBLICO	36.6164	35.2583	34.5827	37.0749	36.9076	38.7638	26.1063	23.6431	21.0624	27.5705	24.4743	26.5077	29.3383
INDUSTRIA TURISTICA	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	6.8148	6.6766	6.5019	6.5268	6.6433
Total Sistema Aislado Nacional (S.A.N.)	5.9493	5.9428	5.9807	5.9912	6.0669	6.3131	6.2597	6.1097	6.0396	6.0176	5.9977	6.0403	6.0598
Total general	6.4956	6.5907	6.7001	6.8629	7.0224	7.0351	7.0825	7.1322	7.2873	7.3302	7.3243	7.4502	7.0278

Para el cálculo del precio promedio se utilizan solamente los importes por concepto de: Energía, Potencia, Recargo por Bajo Factor de Potencia, Comercialización y Alumbrado Público.
Departamento de Estudios Económicos, DEEYT, DGE - INE.
El sector industria incluye Zona Franca.



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CS/kWh)

Distribuidoras	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
APRODELBO	3.9985	4.1859	5.6518	5.8692	6.1367	6.0988	6.1498	6.4544
ATDER - BL	4.2279	4.3708	3.6112	3.7912	3.9406	4.0922	4.4883	5.1552
DISNORTE	4.2448	5.4991	5.8330	6.0915	6.2107	5.6042	5.8764	6.2515
DISSUR	4.1771	5.4080	5.7308	5.9945	6.1495	5.5853	5.8634	6.1787
ENEL	3.3357	3.5390	3.7496	3.9676	4.2524	4.4028	4.6958	4.8963
ZELAYA LUZ			5.0265	5.5574	5.7442	6.1364	6.3408	6.5777
Total Nacional	4.2014	5.4217	5.7474	6.0072	6.1422	5.5793	5.8615	6.2037

Para el cálculo del precio promedio se utilizan solamente los importes más restituciones (2016, 2017) por concepto de: Energía, Potencia, Recargo por Bajo Factor de Potencia, Comercialización y Alumbrado Público.
Dirección de Estudios Económicos y Tarifas, DGE - INE.

Anexo XIII. Resolución Ministerial N°002-DGERR 002-2017

09-06-17

LA GACETA - DIARIO OFICIAL

108

MINISTERIO DE SALUD

Reg. 1762 - M. 518003 - Valor C\$ 95.00

AVISO DE LICITACIÓN PÚBLICA
Adquisición de Equipamiento para Cinco Puestos de Salud
Familiar y Comunitarios
LP-30-05-2017

El Ministerio de Salud (MINSa), invita a las personas naturales o jurídicas autorizadas en nuestro país para ejercer la actividad comercial, e inscritas en el Registro Central de Proveedores del Estado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, a presentar ofertas en sobres sellados para la contratación del proyecto: "Adquisición de Equipamiento para Cinco Puestos de Salud Familiar y Comunitarios". Los licitantes interesados pueden obtener la información completa, incluyendo el Pliego de Bases y Condiciones en la siguiente dirección: Complejo Nacional de Salud "Doctora Concepción Palacios", costado oeste de la Colonia Primero de mayo.

Teléfono: 2289-4700 (Ext. 1071).

Correo electrónico: adquisiciones@minsa.gob.ni
CC: adquisiciones05@minsa.gob.ni

Además pueden dirigirse a los portales:
www.nicaraguacompra.gob.ni
www.minsa.gob.ni

Atentamente.

(F) Lic. Tania Isabel García González, Directora General de Adquisiciones Ministerio de Salud

Managua, Nicaragua
09 de junio de 2017.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Reg. 1781 - M. 518664 - Valor C\$ 190.00

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 002-DGERR-002-2017

CONSIDERANDO

I
Que la Constitución Política de la República de Nicaragua, en su artículo 105 establece que es obligación del Estado promover, facilitar y regular la prestación de los servicios públicos básicos de energía, comunicación, agua, transporte, infraestructura vial, puertos y aeropuertos a la población y es un derecho inalienable de la misma el derecho a ellos.

II
Que uno de los pilares fundamentales para el desarrollo socioeconómico del país es el cambio de la matriz energética, en este sentido, el Gobierno de la República de Nicaragua a través de diferentes programas y acciones ha incentivado y continúa impulsando el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, desarrollo que debe de ir acompañado de una política que marque las pautas en los precios de compra y venta de energía y potencia en este tipo de generación.

III
Que el literal c) del art. 30 de la Ley No. 290, "Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo", y sus reformas, establece como una de las facultades del Ministerio de Energía y Minas, "Revisar, actualizar y evaluar periódicamente el Plan estratégico y políticas públicas del sector energía, las políticas de precios y subsidios en el sector eléctrico, las políticas de cobertura de servicio en el país, incluyendo la electrificación rural y las políticas y estrategias de

financiamiento e inversiones del sector energía".

IV

Que el literal g) del art. 4 de la Ley No. 911, "Ley de Reformas a la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética y a la Ley No. 898, Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor", establece literalmente que "El Ministerio de Energía y Minas deberá aprobar, publicar y actualizar la Banda de Precios de Referencia para las nuevas contrataciones de generación de energía con fuentes renovables."

POR TANTO,

En base a las consideraciones de derecho antes indicadas y por ser la actividad de la industria eléctrica de interés nacional, como un elemento indispensable para el desarrollo de la nación, esta Autoridad,

RESUELVE:

PRIMERO: Aprobar la Banda de Precios de Referencia para el desarrollo de proyectos de generación con Fuentes Renovables, de conformidad a la siguiente tabla:

Fuente	Precio Máximo US\$/MWh
Eólica	80
Geotérmica	92
Biomasa	80
Hidroeléctrica a filo de agua	107
Hidroeléctrica con embalse	99
Solar	70

SEGUNDO: Los valores de la Banda de Precios de Referencia para el desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables estipulados en la presente resolución son máximos y no están sujetos a indexación.

TERCERO: La presente Resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, a los siete días del mes de abril del año dos mil diecisiete. (F) SALVADOR MANSELL CASTRILLO, Ministerio de Energía y Minas.

EMPRESA NICARAGÜENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS SANITARIOS

Reg. 1768 - M. 518231 - Valor C\$ 95.00

NICARAGUA
EMPRESA NICARAGÜENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS SANITARIOS (ENACAL)
Aviso de Licitación

La Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (ENACAL) de conformidad con el artículo 55 de la Ley 737 "Ley de Contrataciones Administrativas del Sector Público" y artículos 98 y 127 del Reglamento General a la Ley 737, informa que está abierta la convocatoria para:

a) Licitación Selectiva No. 026-2017, "Adquisición de Capotes"

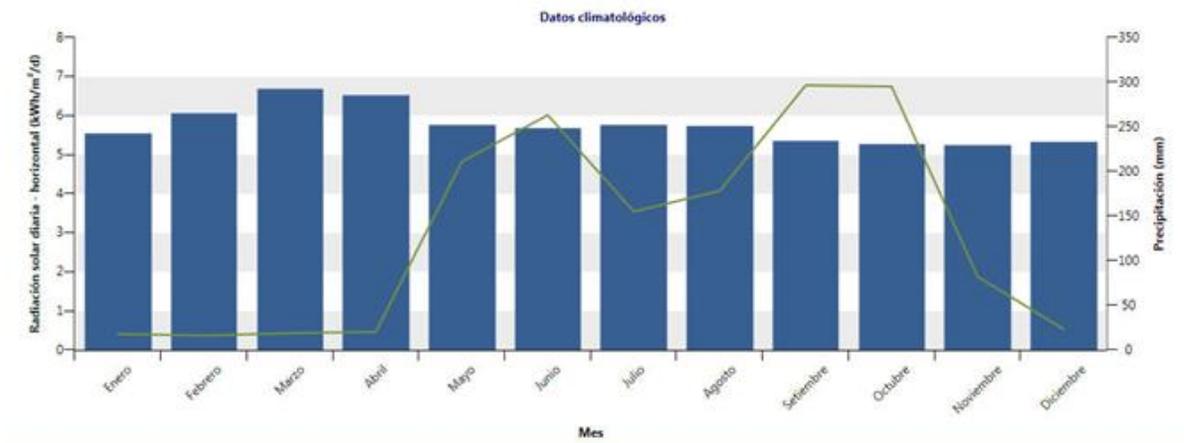
La que se encuentra disponible en el portal único de contratación www.nicaraguacompra.gob.ni, así como, el PBC donde se incluye toda la información necesaria para preparar las ofertas, de tal forma que todo Oferente que tenga interés en participar en el proceso licitatorio pueda concurrir al mismo.

Anexo XIV. Registro de HSP en el Sitio según RETScreen Expert



	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación	Fuente
Latitud		12,1	12,1	
Longitud		-86,2	-86,1	
Zona climática		0A - Extremadamente caliente - Húmedo		Suelo-NASA
Elevación	m	56	0	Suelo - Suelo
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	20,4		Suelo
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	35,1		Suelo
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	11,1		NASA

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento 18 °C °C-d	Días-grado de enfriamiento 10 °C °C-d
Enero	26,4	66,3%	18,27	5,55	98,1	2,8	26,5	0	508
Febrero	27,0	63,5%	16,23	6,06	98,0	3,1	28,3	0	476
Marzo	28,1	61,6%	19,07	6,69	97,9	3,2	30,6	0	561
Abril	29,4	60,2%	20,51	6,52	97,9	3,1	31,8	0	582
Mayo	28,8	68,6%	211,21	5,77	97,9	2,4	28,8	0	583
Junio	27,3	79,0%	263,24	5,69	97,9	1,7	26,4	0	519
Julio	27,1	78,4%	155,21	5,78	98,0	1,9	26,0	0	530
Agosto	27,3	78,6%	178,55	5,75	98,0	1,9	26,1	0	536
Setiembre	26,8	81,8%	296,74	5,36	97,9	1,4	25,9	0	504
Octubre	26,6	82,3%	295,30	5,27	97,9	1,4	25,4	0	515
Noviembre	26,3	77,4%	82,26	5,24	97,9	1,5	25,0	0	489
Diciembre	26,4	70,3%	23,63	5,33	98,0	2,3	25,4	0	508
Anual	27,3	72,4%	1.580,22	5,75	97,9	2,2	27,2	0	6.312
Fuente	Suelo	Suelo	NASA	NASA	NASA	Suelo	NASA	Suelo	Suelo
Medido a						m	10	0	



Anexo XV. Fuerzas del Mercado y Mercado en Equilibrio

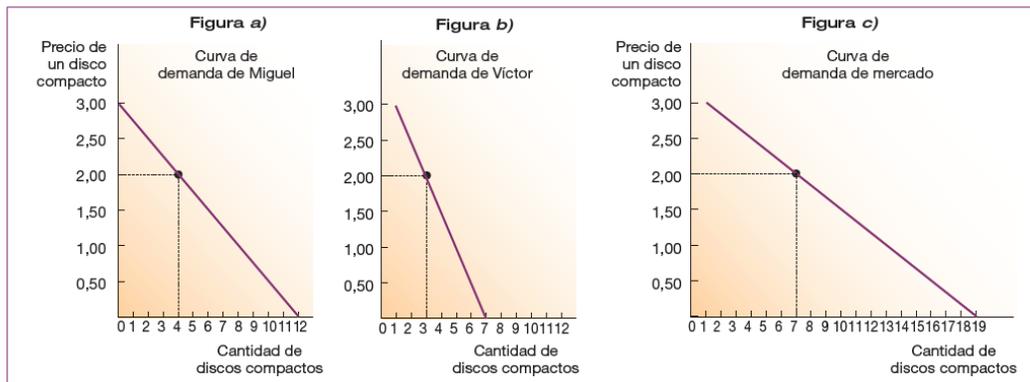


Figura 4.1. Curvas de demanda individual y de mercado. La demanda del mercado es la suma de las demandas individuales. Las Figuras a), b) y c) muestran las curvas de demanda que corresponden a las tablas de demanda (Cuadro 4.1). La curva de demanda del mercado se obtiene sumando horizontalmente las curvas de demanda individuales, esto es, para hallar la cantidad total demandada a un precio cualquiera, sumamos las cantidades individuales que aparecen en el eje de abscisas de las curvas de demanda individuales.

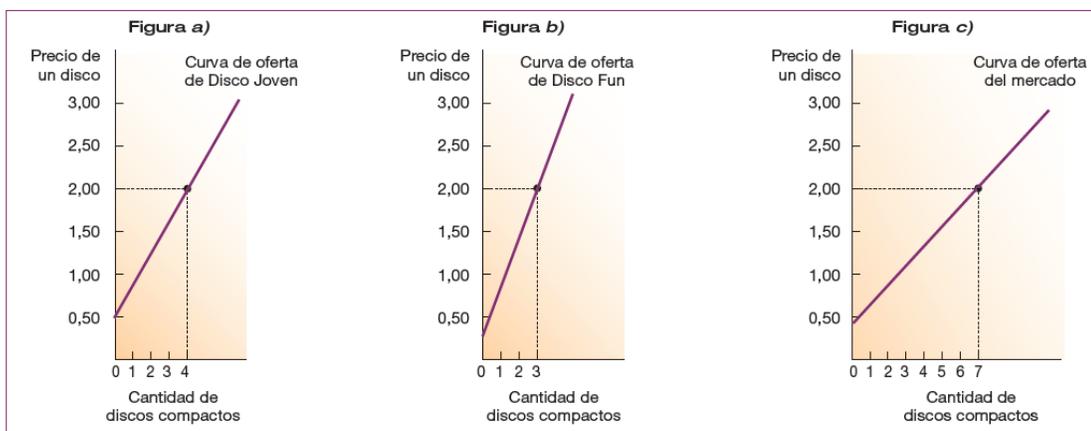
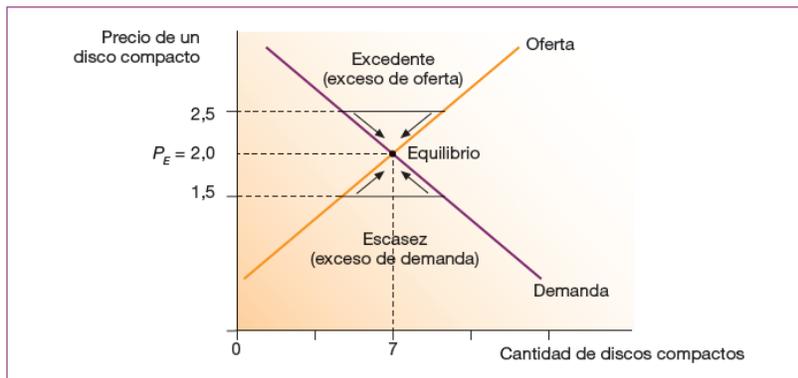


Figura 4.3. Determinación del equilibrio en el mercado. Dado el precio de equilibrio, cuando el precio es inferior, hay un exceso de demanda (escasez), lo que tiende a elevarlo. Cuando es superior, hay un exceso de oferta (excedente) y ello tiende a bajarlo. En un mercado libre, los precios tienden a desplazarse hacia el nivel de equilibrio.



Anexo XVI. Precios de Venta de Terrenos, Equipos Principales

CasaNica Anúnciese gratis

Finca en Venta | se vende finca en masaya

Venta de Fincas en: [Masaya](#) » [Masaya](#) » [Los Altos de Masaya](#)

US\$ 50,000.00

Código: NI0000510-17-27
 Última actualización: 20-06-2020
 Área del Terreno: 10 Manzanas

[Solicitar Más Información](#)
[Compartir este Anuncio](#)

Reportar Abuso

Utilidades

- Búsqueda Avanzada
- Convertor de Medidas
- Calculadora de Hipoteca

Información del Anunciante

Nombre: Palmira Real Estate
 Empresa: Palmira Real Estate Solutions
 Teléfono: (505) 2522-2234 Ext 102
 Celular: (505) 8893-3454
 Sitio Web: <http://ventaterrenosycasas.com>
 Más Anuncios de este Anunciante

Anuncios Relacionados

Venta de Finca Productiva.

Masaya Se vende finca productiva en una excelente ubicación los Altos-Nindirí La propiedad tiene una extensión de 10 manzana, 100.000.00 Vrs2, 70.497 mts2, 7.1 H. PRECIO: US 50,000 EFECTIVO - BANCO ...

US\$50,000.00

Anuncios Relacionados del Anunciante

Venta de finca de 5 manzanas en masaya.

Los Altos de Masaya, Masaya, Masaya

Se vende finca en los altos-masaya La propiedad cuenta con una extensión de: 10 manzana, 100,000.00 Vrs2, 70,497 mts2, 7.1 hectarea. Finca ubicada en comarca guanacastillo, masaya, nicaragua, 1.5 km de la carretera panamericana, a 10 km de

Nota: Terrenos en venta

Alibaba.com Iniciar Sesión

Productos NEW

Categorías Trade Shows Equipo de protección personal Black Friday Sale **HOLIDAY** Servicios Ayuda

Casa > Todas las industrias > Equipo y suministros eléctricos > Productos de energía solar > Paneles solares

Nota: Tenga cuidado y compruebe con el suministrador si se trata de un producto de protección contra virus y si el coronavirus (COVID-19) afectará a su pedido.

Ver imagen más grande

[Compartir](#)

Listo para enviar En stock Envío rápido

350w photovoltaic solar panel/solar modules,solar products mono cell panel/solar panel price list

USD 95.60 / Unidad | 25 es (1 mucho) (Pedido mínimo)

1 batch = 25 es

Material:

Energía máx.:

Número de célul... 72 pcs USD 95.60

Customization: [Logotipo personalizado](#) (Pedido mínimo: 25 es)
[Embalaje personalizado](#) (Pedido mínimo: 25 es) [More](#)

Garantía comercial Protege tus pedidos de Alibaba.com

Pago:

[Logística de Alibaba.com](#) [Soluciones de Inspección](#)

Nota: Paneles FV de 350W

350W Monocrystalline Pv Module China Top Quality A Grade Solar Panel

10000 - 99999 Watts	100000 - 499999 ...	>=500000 Watts
\$0.30	\$0.25	\$0.23

Material:

Max. Power:

Number of Cells:

Lead Time:

Quantity(Watts)	1 - 10000	>10000
Est. Time(days)	15	Negotiable

Customization: Customized logo (Min. Order: 100000 Watts)
Graphic customization (Min. Order: 100000 Watts) More ▾

Trade Assurance protects your Alibaba.com orders

Alibaba.com Freight | Compare Rates | Learn more

Payments: VISA, T/T, WesternUnion/WU, etc.

Nota: Paneles FV de 350W

350W Monocrystalline solar panel for home use mono best price

Note: Please be cautious and check with your supplier if this product is for virus protection purposes and if the coronavirus (COVID-19) will affect your order.

1-99 Pieces	100-299 Pieces	>=300 Pieces
\$75.00	\$72.20	\$70.30

Material:

Max. Power:

Number of Cells: \$

Samples: \$84.00 /Piece, 1 Piece (Min. Order): [Buy Samples](#)

Customization: Customized logo (Min. Order: 100 Pieces)
Customized packaging (Min. Order: 260 Pieces)

Nota: Paneles FV de 350W



Nuevo

Lote De 8 Bateria Solar Ciclado Profundo Trojan Ssig 06 475

U\$S 3,520
 en 12x \$ 7,091^{2*}
 IVA incluido

[Ver los medios de pago](#)

Entrega a acordar con el vendedor
 Tijuana, Baja California
[Ver costos de envío](#)

Stock disponible

Cantidad: **1 unidad** (12 disponibles)

[Comprar ahora](#)

Nota: Pack de Baterías Solares Ciclo Profundo




ABB TRIO

Inversor trifásico de nueva generación, compactos y sin transformador son los últimos productos de la familia con una alta eficiencia de conversión a través de una amplia gama de tensiones de entrada y doble entrada MPPT independiente, que proporciona la máxima flexibilidad de instalación y un alto rendimiento.

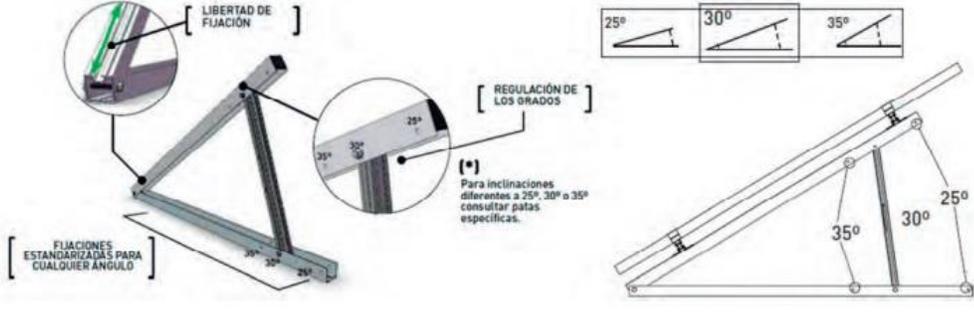
Estos equipos pueden integrar controles de potencia, funciones de monitorización y entradas de sensores ambientales, todo ello sin necesidad de componentes externos. Una tarjeta de expansión compacta da acceso al datalogger Ethernet, que permite monitorizar los parámetros localmente (con el servidor web integrado) o de forma remota (vía Aurora Vision), a través de una conexión LAN.

Ref.	Artículo	PVR
Trifásicos		
ABB38000005	Inversor ABB TRIO DM 5.8 TL OUTD (5.8 kW trifásico)	1.678,33 €
ABB38000006	Inversor ABB TRIO DM 8.5 TL OUTD (8.5 kW trifásico)	1.761,66 €
ABB38000007	Inversor ABB TRIO DM 20.0 TL OUTD (20 kW trifásico)	3.341,66 €
ABB38000008	Inversor ABB TRIO DM 27.6 TL OUTD (27.6 kW trifásico)	3.876,66 €
ABB38000009	Inversor ABB TRIO DM 50.0 TL OUTD (50 kW trifásico)	4.230,00 €

Nota: Inversor ABB de 50 Kw trifásico



Ref.	Artículo	PVR
Estructura para cubierta inclinada		
APS01000009	Estructura para cubierta inclinada de 2 paneles verticales	100,00 €
APS01000010	Estructura para cubierta inclinada de 3 paneles verticales	144,00 €
Estructura para suelo		
APS01000007	Estructura para suelo de 2 paneles verticales (inclinaciones 25, 30 y 35 °)	148,00 €
APS01000034	Estructura para suelo de 2 paneles horizontales (inclinaciones 25, 30 y 35 °)	120,00 €
APS01000008	Estructura para suelo de 3 paneles verticales (inclinaciones 25, 30 y 35°)	218,00 €



LIBERTAD DE FIJACIÓN

REGULACIÓN DE LOS GRADOS

FIJACIONES ESTANDARIZADAS PARA CUALQUIER ANGULO

25° 30° 35°

25° 30° 35°

(*) Para inclinaciones diferentes a 25°, 30° o 35° consultar patas específicas.

Nota: Estructura para Paneles Solares Fotovoltaicos



ECAMI S.A.
14 de marzo de 2019

¡Promoción Especial en Luminaria LED para exteriores RCA!
Ahora: US\$165+iva
(Antes: US\$195+iva)

!! Detalles:
- Tipo Cobra
- Ultra Eficiente
- 100 Watts
- 35,000 horas de vida útil

*No incluye poste
#ecami #rca #promocion

LUMINARIA LED TIPO COBRA
RCA

15% DE DESCUENTO

ECAMI S.A.

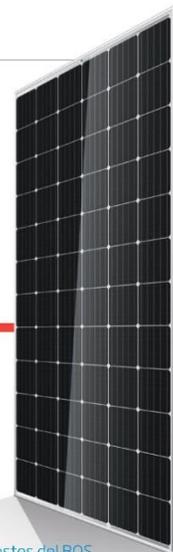
Nota: Luminaria Tipo Cobra Led

Anexo XVII. Ficha Técnica de Equipos Principales

Mono Multi Soluciones

TALLMAX^M plus⁺
TSM-DE14A (II)

**EL MODULO DE
72 CÉLULAS CON
MARCO (1500 V)**



72 CÉLULAS
MÓDULO MONOCRISTALINO

340-375W
RANGO DE POTENCIA

19,3%
MÁXIMA EFICIENCIA

0/+5W
TOLERANCIA POSITIVA
DE POTENCIA

Pays Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldados por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Sistema de gestión de calidad
ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental
ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero
OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



Trinasolar



Ideal para grandes proyectos

- Mayor superficie con más potencia que disminuye el tiempo de instalación y los costes del BOS
- Reduzca el coste de BOS conectando más módulos por string
- Certificado UL 1500V / IEC 1500V



Excelente rendimiento en condiciones de poca luz en días nublados, mañanas y atardeceres

- Pasivación posterior de la célula
- Texturización avanzada de la superficie
- Emisor selectivo



Aprovecha el espacio con la máxima eficiencia

- Hasta 193 W/m² de densidad de potencia
- Coeficientes térmicos bajos para mayor producción energética a temperaturas de funcionamiento altas



Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminiscencia
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos

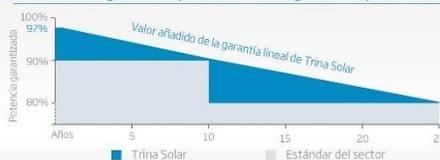


Certificados para condiciones medioambientales extremas

- Cargas de viento de 2400 Pa
- Cargas de nieve de 5400 Pa
- Piedras de granizo de 35 mm a 97 Km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

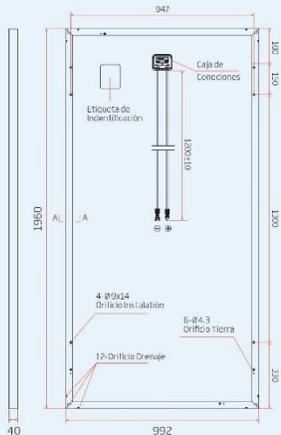
10 años garantía de producto - 25 años garantía de potencia lineal





TSM-DE14A (II)

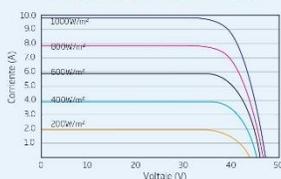
**DIMENSIONES DEL MÓDULO FV
TSM-DE14A (II)
(Unidad: mm)**



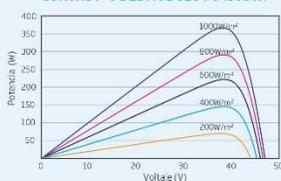
Vista trasera



CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (365W)



CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (365W)



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Potencia nominal - P _{máx} (Wp)*	340	345	350	355	360	365	370	375
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto P _{máx} -V _{mp} (V)	38,2	38,5	38,7	38,8	39,0	39,3	39,7	40,0
Corriente en el punto P _{máx} -I _{mp} (A)	8,90	8,96	9,04	9,14	9,24	9,30	9,33	9,37
Tensión en circuito abierto-V _{oc} (V)	46,2	46,7	47,0	47,4	47,7	48,0	48,3	48,5
Corriente de cortocircuito-I _{sc} (A)	9,50	9,55	9,60	9,65	9,70	9,77	9,83	9,88
Eficiencia del módulo η _m (%)	17,5	17,7	18,0	18,3	18,5	18,8	19,0	19,3

STC: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25°C, masa de aire AML5
*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Potencia máx.-P _{max} (Wp)	253	257	261	264	268	272	276	279
Tensión en el punto P _{máx} -V _{mp} (V)	35,4	35,7	35,9	36,0	36,2	36,4	36,8	37,1
Corriente en el punto P _{máx} -I _{mp} (A)	7,15	7,20	7,26	7,34	7,42	7,47	7,50	7,53
Tensión en circuito abierto-V _{oc} (V)	42,9	43,4	43,7	44,1	44,3	44,6	44,9	45,1
Corriente de cortocircuito-I _{sc} (A)	7,67	7,71	7,75	7,79	7,83	7,89	7,94	7,98

TONC: Irradiancia a 800 W/m², Temperatura ambiente 20 °C, Velocidad del viento 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células solares	Monocristalinas 156,75 x 156,75 mm
Distribución de las células	72 células (6 x 12)
Dimensiones del módulo	1960 x 992 x 40 mm
Peso	26,0 kg con cristal de 4,0 mm; 22,5 kg con cristal de 3,2 mm
Vidrio	Cristal de 4,0 mm para nuestro modelo Monocristalino PERC; Cristal de 3,2 mm para nuestro modelo estándar Monocristalino, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67 o IP68
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm², 1200 mm
Conector	MC4 EVO2/UTX/TS4

LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,39%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,29%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,05%/K

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1500VDC (IEC) 1500VDC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A (Potencia ≤ 350 W) 20 A (Potencia ≥ 355 W)
Carga de nieve	5400Pa
Carga de viento	2400Pa

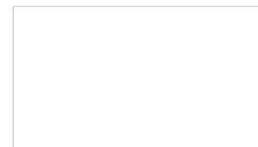
*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

GARANTÍA

10 años de garantía de fabricación
25 años de garantía de potencia lineal
(Consulte la garantía de producto para más información)

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja:	27 uds.
Módulos por contenedor de 40':	648 uds.



TSM_ES_2017_B



PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.

© 2017 Trina Solar Limited. Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en esta hoja de producto están sujetas a cambios sin previo aviso. www.trinasolar.com



RE Soluciones de Almacenamiento
para la Energía Renovable / Sistemas Híbridos / Energía de Respaldo





Línea Industrial de electrolito líquido

diseñada para 2800 ciclos con profundidad de descarga al 50%



Complejo turístico
Spice Village, India
72 baterías Trojan IND29-4V de ciclo profundo

La línea Industrial está diseñada específicamente para apoyar sistemas de energía renovables con grandes cargas cotidianas, en que las baterías se ciclan regularmente. Estas baterías con alta capacidad de amperio-horas son ideales para usarse en grandes sistemas fotovoltaicos fuera de la red, en sistemas fotovoltaicos híbridos fuera de la red y en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con respaldo de batería, sistemas inteligentes de turnos altos de red eléctrica y una gran variedad de otras aplicaciones. La línea Industrial se somete a pruebas de IEC y cuenta con avanzadas tecnologías de batería que entregan una energía confiable. La línea Industrial de Trojan es la combinación ideal de rendimiento y funcionalidad.

Características

- Smart Carbon™
- Pasta Alpha Plus® con T2 Technology™
- Tecnología Duragrid™
- Envoltura protectora reforzada
- Separador Maxguard® XL
- Componente anitmusgo

Diseño inteligente

Protección con doble envase

La línea de baterías Industrial de ciclo profundo Trojan está formada por una, dos o tres celdas individuales de 2 voltios, autónomas o entrelazadas, afianzadas en una carcasa de contención secundaria para formar una solución integral de una batería de alta capacidad de 2, 4 ó 6 voltios. Los componentes de las celdas individuales van montados en una resistente carcasa de polipropileno diseñada para proteger las placas internas contra posibles daños que se pudieran producir durante el transporte y la instalación. Las celdas de 2 voltios van encapsuladas en una carcasa de polietileno más grande que protege contra daños causados por condiciones ambientales inhóspitas tales como la humedad y la acumulación de polvo, y además brinda resguardo contra posibles fugas de ácido. Para mayor protección, la carcasa de paredes gruesas cuenta con un diseño de celosía que refuerza la integridad estructural de la carcasa exterior.

Control de estabilidad

Trojan diseñó su línea de baterías Industrial con la estabilidad en mente. Gracias a que tiene un perfil de batería más bajo y un diseño de posicionamiento más ancho, el peso se distribuye de manera uniforme por toda la batería. Al crear un centro de gravedad más amplio, el perfil de la batería aumenta la estabilidad total. El diseño de carcasa cuenta con dos mangos moldeables que permiten el movimiento fácil durante el transporte y la instalación.

TAMAÑO GRUPO BCI	TIPO	VOLTAJE	CAPACIDAD ^A Amperio-horas (AH)				ENERGÍA (kWh)		TERMINAL predet.	DIMENSIONES ^B Pulg. (mm)			PESO lbs. (kg)
			Tasa de 5 hr	Tasa de 10 hr	Tasa de 20 hr	Tasa de 100 hr	Tasa de 100 hr	Largo		Ancho	Alto ^C		
LÍNEA INDUSTRIAL - BATERÍAS DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO - 2,800 CICLOS A 50% DOD - CON SMART CARBON™													
N/C	IND9-6V	6 VOLTIOS	365	414	464	601	3.61	14	15.32 (389)	10.24 (260)	23.54 (598)	220 (100)	
N/C	IND13-6V	6 VOLTIOS	545	616	695	902	5.41	14	22.36 (568)	10.34 (263)	23.92 (608)	315 (143)	
N/C	IND17-6V	6 VOLTIOS	727	820	925	1202	7.21	14	27.21 (691)	10.38 (264)	23.73 (603)	415 (188)	
N/C	IND23-4V	4 VOLTIOS	1000	1129	1270	1654	6.62	14	22.38 (568)	10.34 (263)	23.56 (598)	370 (168)	
N/C	IND29-4V	4 VOLTIOS	1274	1448	1618	2105	8.42	14	27.10 (688)	10.35 (263)	23.81 (605)	465 (211)	
N/C	IND27-2V	2 VOLTIOS	1215	1368	1520	1954	3.91	14	15.28 (388)	10.38 (264)	24.00 (610)	228 (104)	
N/C	IND33-2V	2 VOLTIOS	1455	1682	1849	2405	4.81	14	17.33 (440)	10.22 (260)	24.01 (610)	278 (125)	

A. La cantidad de amperio-horas (AH) que una batería puede entregar cuando se descarga a una tasa constante a 80°F (27°C) y mantener un voltaje sobre los 1.75 V/celda. Las capacidades se basan en un rendimiento óptimo.
 B. Las dimensiones pueden variar dependiendo del tipo de mango o terminal. Las baterías se deben instalar con un espaciado libre mínimo de 0.5 pulgadas (12.7 mm).
 C. Las dimensiones se toman desde la parte inferior de la batería hasta su punto más alto. Las alturas pueden variar dependiendo del tipo de terminal.

Clean energy for life™ 9



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

PVS-100/120-TL



01

—
01
PVS-100/120-TL
three-phase outdoor
string inverter

This completely new platform, for extreme high power string inverters with power ratings up to 120 kW, maximizes the ROI for decentralized ground mounted and large rooftop applications. With six MPPT energy harvesting is optimized even in shading situations.

Extreme power with high integration level

The extreme high power module up to 120 kW saves installation resources as less units are required. Due to its compact size further savings are generated in logistics and in maintenance. Thanks to the integrated DC/AC disconnection, 24 string connections, fuses and surge protection no additional boxes are required.

Ease of installation

The horizontal and vertical mounting possibility creates flexibility for both ground mounted and rooftop installations. Covers are equipped with hinges and locks that are fast to open and reduce the risk of damaging the chassis and interior components when commissioning and performing maintenance actions.

Standard wireless access from any mobile device makes the configuration of inverter and plant easier and faster. Improved user experience thanks to a built in User Interface (UI) enables access to advanced inverter configuration settings.

The installer mobile APP, available for Android/IOS devices, further simplifies multi-inverter installations.

The design supports both copper and aluminum

The PVS-100/120-TL is ABB's cloud connected three-phase string solution for cost efficient decentralized photovoltaic systems for both ground mounted and large commercial applications.

cabling even up to 185 mm² cross section to minimize the energy losses.

Fast system integration

Industry standard Modbus/SUNSPEC protocol enables fast system integration. Two ethernet ports enable fast and future proof communication for PV plants.

ABB plant portfolio integration

Monitoring your assets is made easy as every inverter is capable to connect to ABB plant portfolio manager to secure your assets and profitability in long term.

Design flexibility and shade tolerance

The double stage conversion topology and six MPPT guarantee maximum flexibility for the system design on rooftops or hilly ground. With this technological choice energy harvesting is optimized even in shading situations.

Highlights

- 6 independent MPPT
- Transformerless inverter
- 120 kW for 480 Vac and 100 kW for 400 Vac
- Wi-Fi as standard for configuration
- Two ethernet ports for plant level communication
- Large set of specific grid codes available which can be selected directly in the field
- Double stage topology for a wide input range
- Both vertical and horizontal installation
- Separate wiring compartment for fast swap and replacement
- IP66 Environmental protection
- Maximum efficiency up to 98.9%

PRODUCT FLYER FOR PVS-100/120-TL ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

PVS-100/120-TL

100 to 120 kW



Technical data and types

Type code	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,dc}$)	1000V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420V (400...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	360...1000 V	
Rated DC input voltage ($V_{dc,r}$)	620V	720V
Rated DC input power ($P_{dc,r}$)	102 000W	123 000W
Number of independent MPPT	6	
MPPT input DC voltage range at ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at $P_{ac,r}$	480...850V	570...850V
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	17500 W [480V≤ V_{MPPT} ≤850V]	20500 W [570V≤ V_{MPPT} ≤850V]
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{dc,max}$)	36 A	
Maximum input short circuit current ($I_{sc,max}$) for each MPPT	50 A ¹⁾	
Number of DC input pairs for each MPPT	4	
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - replaceable surge arrester	Type 2 with monitoring	
Photovoltaic array isolation control	as per IEC62109	
DC switch rating for each MPPT	50 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V ³⁾	
String current monitoring	5X2: (24ch) Individual string current monitoring; 5X: (6ch) Input current monitoring per MPPT	
Output side		
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{ac,r}$ @ $\cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	100 000 W	
Maximum apparent power (S_{max})	100 000 VA	
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ⁴⁾	384...576 ⁵⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	145 A	
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz / 55...65 Hz ⁵⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	< 3%	
Maximum AC cable	185mm ² Aluminum and copper	
AC connection type	Provided bar for lug connections M10, single core cable glands 4xM40 and M25, multi core cable gland M63 as option	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	225 A	
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.4%	98.9%
Weighted efficiency (EURO)	98.2%	98.6%
Communication		
Embedded communication interfaces	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
User interface	4 LEDs, Web User Interface	
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec compliant)	
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level	
Remote monitoring services	Aurora Vision [®] monitoring portal	
Advanced features	Embedded logging, direct telemetry data transferring to ABB cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 40°C / 104 °F	

Design Guide **DG015006EN**

Effective March 2020

Low-voltage power distribution and control systems > Switchboards >

Pow-R-Line Xpert commercial metering switchboards

Contents

General Description	21.6-2
Construction and Application Considerations	21.6-2
Tenant Metering	21.6-4
Disconnect Selection and Ratings	21.6-6
Wire and Cable Terminals	21.6-7
Layouts and Dimensions	21.6-8
Pow-R-Line Xpert Commercial Metering (EUSERC Only)	21.6-8
Pow-R-Line Xpert Commercial Metering (Non-EUSERC)	21.6-9
Tenant Disconnect Service Sections (EUSERC and Non-EUSERC)	21.6-12
Distribution Layout Guide—Molded Case Circuit Breakers	21.6-13
Distribution Layout Guide—Fusible Switches	21.6-14



 More about this product
Eaton.com/switchboards

 Complete library of design guides
Eaton.com/designguides

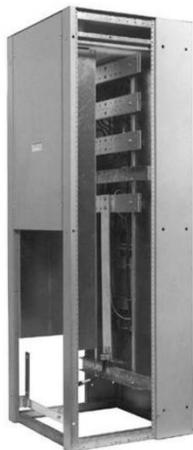
Pow-R-Line Xpert Commercial
Metering Switchboards
 General Description

Design Guide DG015006EN

Effective March 2020

21.6-7

Wire and Cable Terminals



Optional Rear Barrired Wireway for Tenant Metering Sections Provides Access for Top Exit of Tenant Feeder Circuits

Standard

Cable connections are of the mechanical screw clamp pressure type.

All standard terminals are suitable for use with either aluminum or copper cable except as noted in the table. Panel-mounted devices use the terminal provided as standard for and furnished with that device.

Note: All terminal sizes are based on wire ampacities corresponding to those shown in NEC Table 310.15(B)(16) under the 75 °C insulation columns (75 °C wire). The use of smaller size (in circular mills) regardless of insulation temperature rating is not permitted without voiding UL labels on devices and equipment.

Table 21.6-9. Standard Incoming Terminals (MLO)

Ampere Rating	Standard Wire Range
400-600	(2) #4-500 or (2) 3/0-750 kcmil
800	(3) #4-500 or (3) 3/0-750 kcmil
1200	(4) #4-500 or (4) 3/0-750 kcmil
1600	(5) #4-500 or (5) 3/0-750 kcmil
2000	(6) #4-500 or (6) 3/0-750 kcmil
2500	(7) #4-500 or (7) 3/0-750 kcmil
3000	(8) #4-500 or (8) 3/0-750 kcmil
4000	(11) #4-500 or (11) 3/0-750 kcmil

Table 21.6-10. Power Defense Molded Case Circuit Breakers

Breaker Type	Ampere Rating	Standard Wire Range
PDD2xF, PDD2xG, PDD2xM, PDD2xP	100-225	(1) #4-4/0 or (1) #6-300 kcmil
PDG2xF, PDG2xG, PDG2xM, PDG2xP	15-100	(1) #14-1/0 kcmil
	125-225	(1) #4-4/0 or (1) #6-300 kcmil
PDG3xG*, PDG3xM, PDG3xP	100-400	(1) 250-500 or (1) 500-750 kcmil
	600	(2) #2-500 kcmil
PDG3xG*, PDG3xM, PDG3xP*	400	(1) 250-500 or (1) 500-750 kcmil
	600	(2) #2-500 kcmil
PDG4xG, PDG4xM, PDF4xG, PDF4xM	800	(3) 3/0-400 or (2) 500-750 kcmil
PDG5xM, PDF5xM, PDG5xP, PDF5xP	800-1200	(4) 4/0-500 or (3) 500-750 kcmil
PDG6xP, PDF6xM	1600	(5) #4-500 or (5) 3/0-750 kcmil
	2000	(6) #4-500 kcmil
	2500	(7) #4-500 or (7) 3/0-750 kcmil

Table 21.6-11. Magnum SB Insulated Case Circuit Breakers

Breaker Type	Ampere Rating	Standard Wire Range
Magnum SB	800	(3) #1-500 or (3) 500-750 kcmil
	1200	(4) #4-500 or (3) 3/0-750 kcmil
	1600	(5) #4-500 or (5) 3/0-750 kcmil
	2000	(6) #4-500 or (6) 3/0-750 kcmil
	2500	(7) #4-500 or (7) 3/0-750 kcmil
	3000	(8) #4-500 or (8) 3/0-750 kcmil
	4000	(11) #4-500 or (11) 3/0-750 kcmil

Table 21.6-12. Power Defense Insulated Case Circuit Breakers

Breaker Type	Ampere Rating	Standard Wire Range
PD-NF	800	(3) #1-500 or (3) 500-750 kcmil
	1200	(4) #4-500 or (3) 3/0-750 kcmil
PD-RF	800	(3) 500-750 or (3) #1-500 kcmil
	1200	(4) #4-500 or (3) 3/0-750 kcmil
	1600	(5) #4-500 or (5) 3/0-750 kcmil
	2000	(6) #4-500 or (6) 3/0-750 kcmil
	2500	(7) #4-500 or (7) 3/0-750 kcmil
3000	(8) #4-500 or (8) 3/0-750 kcmil	

Table 21.6-13. Bolted Pressure Switches

Ampere Rating	Standard Wire Range
800	(3) #4-500 or (3) 3/0-750 kcmil
1200	(4) #4-500 or (4) 3/0-750 kcmil
1600	(5) #4-500 or (5) 3/0-750 kcmil
2000	(6) #4-500 or (6) 3/0-750 kcmil
2500	(7) #4-500 or (7) 3/0-750 kcmil
3000	(8) #4-500 or (8) 3/0-750 kcmil
4000	(11) #4-500 or (11) 3/0-750 kcmil

Table 21.6-14. Fusible Switches

Ampere Rating	Standard Wire Range
30-100	(1) #14-1/0
200	(1) #4-300 kcmil
400	(1) 250-750 or (2) 3/0-250 kcmil
600	(2) #4-500 or (4) 1/0-4/0 kcmil
800	(3) 250-750 or (6) 3/0-250 kcmil
1200	(4) 250-750 or (8) 3/0-250 kcmil