

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Escuela de Posgrado



TESIS

“MODELO DE PLANIFICACIÓN MULTITETAPA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN REDES DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES PARA OPTIMIZACIÓN DE COSTOS”

Para obtener el Grado de Doctor en Ciencias con mención en
Energética

Elaborado por
Carlos Quispe Ancasi

Asesor
Dr. Modesto Tomas Palma García

Co-Asesor
Dr. Brecio Daniel Lazo Baltazar

LIMA – PERÚ
2023

Dedicatoria

***Dedicado a la memoria de mi madre Teodosia, a mi papá Glicerio,
a mi esposa Gladys Ruth, a mis hijos: Karla, Sebastián y
Valentino.***

El Autor

Mi gratitud infinita a Dios.

Agradezco a mis asesores Dr. Modesto Tomas Palma García por su experiencia, tiempo y orientación, al Dr. Brecio Daniel Lazo Baltazar por sus consejos y predisposición. Agradezco a todas las personas que han hecho posible la culminación de esta investigación en especial a mis compañeros de trabajo, Fredy, Efraín, Víctor, Roberto, Kevin, Alexander, Jaqui, Karla y Soledad.

El Autor

RESUMEN

En un mercado eléctrico emergente donde se incluye conceptos de transición energética, seguridad energética, calidad y eficiencia. Por lo que, es imprescindible incorporar energías renovables como un actor fundamental para el desarrollo y sostenimiento de los sistemas eléctricos.

Por otro lado, la evolución de la demanda exige al sistema eléctrico que garantice la calidad y eficiencia. Por lo tanto, es fundamental el planeamiento. En esta perspectiva, la presente investigación propone un modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión en sistemas eléctricos rurales para optimización de costos.

De forma más precisa, este modelo, en una primera etapa utiliza métodos de optimización de clustering, métodos de análisis aproximados la red de baja tensión, factores de simultaneidad por bloques de demanda y diseño experimental factorial $10 \times 10 \times 4 \times 3$. Además, permiten establecer la ubicación y capacidad de la generación distribuida. Adicionalmente, los métodos tendenciales y econométricos determinaron que la tasa de crecimiento de la demanda anual es 4.99%.

Posteriormente, para la evaluación técnica se estableció dos alternativas, con y sin generación distribuida, en el primer caso los resultados de la energía mensual que se deja de perder son de 59,517 kWh, 149,898 kWh y 285,278 kWh para los años 2027, 2033 y 2043 respectivamente.

Asimismo, la reducción de las caídas de tensión en promedio porcentual resulta de 0.29%, 0.55% y 0.81% para los años 2027, 2033 y 2043 respectivamente.

Finalmente, el mínimo costo con generación distribuida es de US\$ 74,811.57, VAN de 734,483.48 y TIR de 82.23%.

Palabras clave: Generación distribuida fotovoltaica, Planeamiento de sistemas eléctricos.

ABSTRACT

In an emerging electricity market where concepts of energy transition, energy security, quality and efficiency are included. Therefore, it is essential to incorporate renewable energies as a fundamental actor for the development and maintenance of electrical systems.

On the other hand, the evolution of demand requires an electrical system that guarantees quality and efficiency. Therefore, planning is essential. In this perspective, the present research proposes a multistage planning model with distributed photovoltaic generation in low voltage networks in rural electrical systems for cost optimization.

More precisely, this model, in a first stage, uses clustering optimization methods, approximate analysis methods of the low voltage network, simultaneity factors by demand blocks and $10 \times 10 \times 4 \times 3$ factorial experimental design. In addition, they allow establishing the location and capacity of distributed generation. Furthermore, trend and econometric methods determine that the annual demand growth rate is 4.99%.

Subsequently, for the technical evaluation, two alternatives are determined, with and without distributed generation. In the first case, the results of the monthly energy that is no longer lost are 59,517 kWh, 149,898 kWh and 285,278 kWh for the years 2027, 2033 and 2043. respectively.

Likewise, the reduction in voltage drops in percentage average is 0.29%, 0.55% and 0.81% for the years 2027, 2033 and 2043 respectively.

Finally, the minimum cost with distributed generation is US\$ 74,811.57, NPV of 734,483.48 and IRR of 82.23%.

Keywords: Photovoltaic distributed generation, Planning of electrical systems.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	xxi
CAPÍTULO I:.....	1
PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Antecedentes referenciales	1
1.1.1. Revisión de artículos indexados y técnicos	1
1.1.2. Revisión de tesis	7
1.2. Realidad problemática	10
1.2.1. Descripción del problema	13
1.2.2. Formulación del problema	24
1.2.3. Justificación.....	25
1.3. Objetivos	26
1.3.1. Objetivo general	26
1.3.2. Objetivos específicos.....	26
1.3.3. Variables e indicadores	27
1.4. Hipótesis.....	27
1.4.1. Hipótesis general.....	27
1.4.2. Hipótesis específicas.....	28
CAPÍTULO II.....	29
MARCO TEÓRICO	29
2.1. Sistemas de distribución eléctrica.....	29
2.5. Planificación de sistemas de distribución eléctrica.....	41
2.6. Etapas de la planificación de sistemas de distribución.....	42

2.7.	Modelos de planificación de sistemas de distribución eléctrica	43
2.8.	Generación distribuida fotovoltaica (GDF)	45
2.9.	GDF en media tensión	47
2.10.	GDF en baja tensión	47
2.11.	Marco normativo de la generación distribuida fotovoltaica	48
2.12.	Marco conceptual	49
CAPÍTULO III.....		53
DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS.....		53
3.1.	Modelo de planificación.....	53
3.2	etapa 1: procesamiento y validación de datos de los sistemas eléctrico de distribución rural	54
3.3	Etapa 2: Análisis de cluster o conglomerado	55
3.3.1	Análisis de agrupamientos.....	56
3.3.2	Medidas de similitud y distancia.....	58
3.3.3	Algoritmos de agrupamiento basados en particiones.....	61
3.3.4	Agrupamiento jerárquico.....	70
3.4	Etapa 3: Análisis de la demanda eléctrica	76
3.4.1	Metodologías para las proyecciones.....	76
3.5	Etapa 4: Localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.....	83
3.5.1	Métodos aproximados de análisis.....	83
3.5.1	Diseño factorial experimental.....	92
3.6	Etapa 5: Evaluación técnica de las alternativas de solución con GD en el horizonte de planificación (20 años)	94
3.6.1	Método escalera	95
3.6.2	Método de suma de potencias	96
3.6.3	Método de suma de corrientes.....	100

3.7	Etapa 6: Evaluación económica de las alternativas de solución con GD selección de la solución óptima	102
	CAPÍTULO IV	106
	ANÁLISIS, RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN Y CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS.	106
4.1	Análisis y resultados de la investigación	106
4.2	Etapa 1: Procesamiento y validación de la información de datos de los sistemas eléctricos de distribución rurales	107
4.3	Etapa 2: Análisis cluster o conglomerados.....	110
4.4	Etapa 3: Análisis de la demanda eléctrica.....	115
4.4.1	Criterios generales de trabajo	116
4.4.2	Ventas de energía	117
4.4.3	Producto bruto interno	118
4.4.4	Población.....	120
4.4.5	Número de clientes y precio de la energía.....	123
4.4.6	Proyección de la demanda de energía.....	124
4.4.7	Método econométrico	126
4.4.8	Proyección por el método de tendencias	133
4.4.9	Ventas de energía eléctrica globales por nivel de tensión.....	135
4.4.10	Tasas de crecimiento.....	136
4.4.11	Caracterización de la carga	137
4.5	Etapa 4: Localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.....	141
4.6	Etapa 5: Evaluación técnica de las alternativas de solución con GD en el horizonte de planificación (20 años)	151
4.6.1	Diagnóstico del sistema de distribución existentes del alimentador A4270 de la set unión del SE Huánuco rural 2 perteneciente a Electrocentro s.a.....	151
4.6.2	Identificación de las condiciones inadecuadas de operación	156
4.6.2.1	Análisis de caída de tensión.....	156

4.6.2.2	Análisis de cargabilidad de conductores en bt.....	160
4.6.2.3	Análisis de pérdidas de energía de las líneas bt.....	161
4.6.3	Formulación de alternativas de solución para el mejoramiento de las pérdidas de energía y potencia en las redes BT del alimentador A4270	163
4.6.3	Formulación de la alternativa de solución 1	163
4.6.4	Evaluación de la energía solar disponible.....	166
4.6.5	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	169
4.6.7	Ubicación de los sistemas de generación distribuida por cada circuito	173
4.6.8	Formulación de la alternativa de solución 2	180
4.6.9	Selección de la mejor alternativa para la disminución de pérdidas de energía y caídas de tensión en las redes bt del alimentador A4270	183
4.6.9.1	Evaluación técnica para las pérdidas de energía	183
4.6.9.2	Evaluación técnica para la caída de tensión.....	187
4.7	Etapas 6: Evaluación económica de las alternativas de solución.....	190
4.7.1	Evaluación económica.....	190
4.7.1.1	Costos de inversión	190
4.7.1.2	Costos de operación y mantenimiento	193
4.7.1.3	Costos de pérdidas	195
4.7.1.4	Evaluación de la rentabilidad.....	196
4.8	Discusión e interpretación de resultados	199
4.9	Contrastación de la hipótesis	202
4.9.1	Prueba de hipótesis para las pérdidas de energía	202
4.9.2	Prueba de hipótesis para la caída de tensión.....	205
	CONCLUSIONES	209
	RECOMENDACIONES.....	213
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	215
	ANEXO A.....	219

ANEXO B.....	229
ANEXO C	231

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Resumen del modelo teórico modelo simulación de múltiples agentes mas	5
Figura 2. Resumen del modelo teórico del modelo dinámico de subsidio	5
Figura 3. Resumen del modelo teórico del subsidio por kWh.....	6
Figura 4. Resumen del modelo teórico del diseño óptimo de subsidio	7
Figura 5. Resultado de las mediciones de campaña de subestaciones mt/bt en el 2do semestre 2016	10
Figura 6. Pérdidas de energía por empresas distribuidoras	11
Figura 7. Árbol de problemas.....	13
Figura 8. Evolución del acceso eléctrico	17
Figura 9. Benchmarking saifi vs saidi latinoamérica– promedio 2015-2019	20
Figura 10. Empresas participantes en la 19ª ronda de la investigación cier de satisfacción del cliente residencial de energía eléctrica.....	21
Figura 11. El índice de aprobación del cliente (IAC)	22
Figura 12. Índice de satisfacción general (ISG).....	23
Figura 13. Índice de insatisfacción con la calidad percibida (IICP).....	23
Figura 14. Matriz conjunta de la definición de acciones de mejora.....	24
Figura 15. Sistema de distribución eléctrica.....	29
Figura 16. Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.	31
figura 17. Sistema radial	33
Figura 18. Sistema anillo simple	34
Figura 19. Sistema en malla	35
Figura 20. Sistema radial y en malla	36
Figura 21. Subsistema de distribución primaria y secundaria.....	38
Figura 22. Criterios para optimización de sistemas eléctricos.	39
Figura 23. Modelo multietapa general de la planificación para la incorporación de generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales	54

Figura 24. Ejemplos de varios valores atípicos encontrados en el análisis de regresión. El caso 1 es un valor atípico con respecto a x. El caso 2 es un valor atípico con respecto a y. El caso 3 es un valor atípico con respecto a x e y.	55
Figura 25. Número de asignaciones posibles según el número de ejemplos (n) y el número de clústeres (k) en escala logarítmica.	58
Figura 26. Circunferencia unitaria en diferentes instanciaciones de la norma p en un escenario de dos componentes o variables.	60
Figura 27. Ejecución del algoritmo k-means (k = 4) sobre un conjunto de datos sintético, desde la primera elección aleatoria de centros (izquierda) a la asignación final (derecha).	63
Figura 28. Ejecución del algoritmo k-means sobre un conjunto de datos sintético usando diferentes valores para el número de agrupamientos, $k = \{2, 3, 4, 5\}$	65
Figura 29. Representación gráfica de la idoneidad del agrupamiento para distintos valores.	66
Figura 30. Conjunto de datos de prueba y dendrogramas obtenidos con un agrupamiento aglomerativo de disimilitud mínima (izquierda), disimilitud máxima (centro) y disimilitud media (derecha).	73
Figura 31. Método econométrico para la proyección de las ventas de energía.	78
Figura 32. Método de tendencias para la proyección de las ventas de energía. General (ISG).....	82
Figura 33. Ajuste final de la proyección de la demanda	83
Figura 34. Cargas uniformemente distribuidas.....	84
Figura 35. Carga concentrada en el punto medio.	86
Figura 36. Media carga agrupada el final	86
Figura 37. Modelo de pérdida de potencia.	89
Figura 38. Modelo general de carga concentrada exacta.....	89
Figura 39. Modelo de carga concentrada exacta.	92
Figura 40. Diseño factorial 2^3	93
Figura 41. Diagrama unifilar simplificado de un sistema de distribución.....	95
Figura 42. Histograma de indicadores	110
Figura 43. Estandarización de datos.....	111

Figura 44. Dendograma de las subestaciones de distribución.	112
Figura 45. Dispersión en 3d del cantidad de cluster considerando longitud por usuario, consumo de energía por usuario y vano promedio.	112
Figura 46. Sistemas eléctricos del cluster 1.	113
Figura 47. Sistemas eléctricos del cluster 2.	114
Figura 48. Alimentador a4270 de la set unión.	115
Figura 49. Ecuación y resultados estadísticos del pbi para los ser.	120
Figura 50. Proyección del pbi para los ser de electrocentro s.a.	120
Figura 51. Análisis de variables clientes con proyección lineal de electrocentro pertenecientes a los ser.	124
Figura 52. Proyección lineal de los clientes de electrocentro pertenecientes a los ser..	124
Figura 53. Modelo econométrico seleccionado para electrocentro pertenecientes a los ser.	130
Figura 54. Test de autocorrelación del modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda.	130
Figura 55. Test de normalidad de residuos del modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda.	131
Figura 56. Test de white del modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda.	132
Figura 57. Test de breusch-pagan-godfrey del modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda.	132
Figura 58. Diagrama de carga del grupo de subestaciones de distribución.	140
Figura 59. Diagrama de duración de carga y bloques de demanda.	141
Figura 60. Diagrama unifilar de los 10 casos de ubicación de gd.	145
Figura 61. Características de la gd fotovoltaica.	145
Figura 62. Características de la carga uniformemente distribuida en la red de bt.	146
Figura 63. Características de las redes de bt.	146
Figura 64. Efectos principales para la respuesta.	147
Figura 65. Interacción de los factores, niveles para la respuesta.	148
Figura 66. Pérdidas de energía vs potencia de las GD.	150

Figura 67. Gráfica de superficie ubicación de la gd, potencia de la gd y respuesta.....	150
Figura 68. Alimentadores de la set unión (a4268, a4269, a4270, a4271 y a4172).	151
Figura 69. Redes de bt y mt del alimentador a4270 set unión.....	152
Figura 70. Mapa de caídas de tensión de las redes de bt del alimentador a4270.	156
Figura 71. Mapa de caídas de tensión por bloques horarios para los años, 4, 10 y 20.	158
Figura 72. Mapa de cargabilidad de conductores de las redes de bt del a4270.	161
Figura 73. Mapa de la generación distribuida en bt del a4270.	165
Figura 74. Perfil de temperatura media diaria en un año (°c).	167
Figura 75. Irradiancia media diaria en un año (w/m2).	168
Figura 76. Diagrama cilíndrico de la ubicación la unión (latitud: -9.83 °s longitud: - 76.80 °w).	169
Figura 77. Variantes en las simulaciones de pvgis.....	170
Figura 78. Inclinación del panel fotovoltaico.....	170
Figura 79. Composición del sistema fotovoltaico.	171
Figura 82. Ubicación de la generación distribuida en las sed 9317526, 17612327, 9290218, 9340540 y 9290214.	173
Figura 83. Ubicación de la generación distribuida en las sed 9290216, 9324244 y 9290218.....	174
Figura 84. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9290638 y 9290640.	174
Figura 85. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9292200 y 9296526.	175
Figura 86. Ubicación de la generación distribuida en la se sed 9296528 y 9296536.....	175
Figura 87. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9296558 y 9296538.	176
Figura 88. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9296570, 9296998, 9290414 y 9342104.....	176
Figura 89. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9297000 y 9297038.	177
Figura 90. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9317526, 9296776, 9317528 y 9324338.....	177
Figura 91. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9324244 y 93243338.	178
figura 92. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9343466 y 9343930.....	178

Figura 93. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9343944, 9344022 y 9290638.....	179
Figura 94. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9344024 y 9344026.	179
Figura 95. Ubicación de la generación distribuida en la sed 9344028.....	180
Figura 96. Circuitos remodelados con cambio de conductores.	182
Figura 97. Participación de la generación fotovoltaica en la curva de demanda en pu..	184

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.....	11
Montos de compensación por mala calidad de suministro	11
Tabla 2.....	15
Participación (%) de los costos de inversión (AVNR) y, de operación y mantenimiento (OYM) en el VADMT, VADBT y VADSED – grupo 1	15
Tabla 3.....	16
Participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OYM) en el VADMT, VADBT y VADSED – grupo 2	16
Tabla 4.....	18
Acceso al servicio eléctrico según región y ámbito geográfico.....	18
Tabla 5.....	19
Tiempo promedio que duró la última interrupción o corte, según ámbito geográfico, 2014 – 2021 (horas)	19
Tabla 6.....	19
Interrupciones o cortes de energía eléctrica, según ámbito geográfico, 2014 – 2021 (porcentaje)	19
Tabla 7.....	27
Operacionalización de variables.	27
Tabla 8.....	62
Pseudocódigo del algoritmo k-means.	63
Tabla 9.....	67
Pseudocódigo del algoritmo k-means++ para la selección de los centros iniciales ns.....	67
Tabla 10.....	69
Pseudocódigo del algoritmo k-medoides.....	69
Tabla 11.....	94
Matriz de datos del diseño factorial.....	94
Tabla 12.....	108

Cantidad de seds por ser	108
Tabla 13.....	108
Descriptivos de las subestaciones de distribución.	108
Tabla 14.....	109
Intervalos de confianza para la media (95%)	109
Tabla 15.....	118
Registros históricos de ventas de energía total de electrocentro s.a. (MWh).	118
Tabla 16.....	119
Producto bruto PBI Electrocentro SER (millones de nuevos soles).....	119
Tabla 17.....	121
Población Electrocentro ser (por departamentos)	121
Tabla 18.....	122
Datos de población regional en Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín y Pasco	122
Tabla 19.....	123
Información histórica de clientes y precio medio de la energía	123
Tabla 20.....	128
Resumen de resultados del método econométrico	128
Tabla 21.....	129
Resultados de las ventas proyectadas con el método econométrico (en MWh).....	129
Tabla 22.....	134
Resumen de los resultados con el método de tendencias.....	134
Tabla 23.....	135
Resultados de ventas con el método de tendencia.	135
Tabla 24.....	136
Tabla 25.....	137
Tasas de crecimiento del área de la concesionaria Electrocentro ser	137
Tabla 26.....	138
Registro de mediciones cada 15 min en pu	138

Tabla 27.....	144
Representación matricial del diseño factorial	144
Tabla 28.....	149
Representación matriz de datos del diseño factorial	149
Tabla 29.....	152
Puesta en servicio de cada alimentador de la SET Union	152
Tabla 30.....	153
Características de las redes del alimentador A4270 del sistema eléctrico Huánuco rural 2	153
Tabla 31.....	153
Características de las redes BT por SED del alimentador A4270.....	153
Tabla 32.....	154
Tolerancias de caídas de tensión.....	154
Tabla 33.....	155
Tolerancias de indicadores de calidad de suministro BT.....	155
Tabla 34.....	155
Porcentaje de pérdidas reconocidas	155
Tabla 35.....	157
Sed del alimentador A4270 que exceden límites establecidos de caída de tensión de la NTCSE, por sub tensiones.....	157
Tabla 36.....	159
Caídas de tensión por bloques horarios para los años, 4, 10 y 20.	159
Tabla 37.....	161
Pérdidas de energía de líneas BT.....	161
Tabla 38.....	164
Capacidad de la generación distribuida por circuitos de BT del alimentador A4270.....	164
Tabla 39.....	169
Potencia en kW por circuitos de BT	169

Tabla 40.....	180
Resultado de caídas de tensión de la alternativa 2.	180
Tabla 41.....	181
Cambio de calibre de conductores en tramos de circuitos de BT.....	181
Tabla 42.....	185
Resultados de las pérdidas de energía (KWh) de los flujos de potencia de la alternativa 1.	185
Tabla 43.....	186
Resultados de las pérdidas de energía (KWh) de los flujos de potencia de la alternativa 2.	186
Tabla 44.....	187
Caída de tensión críticas de las SEDS.	187
Tabla 45.....	188
Resultados de caídas de tensión de la alternativa 1.	188
Tabla 46.....	189
Resultados de caídas de tensión de la alternativa 2.	189
Tabla 47.....	190
Cantidad de paneles FV por circuito de BT.....	190
Tabla 48.....	191
Costos de instalación de panel fotovoltaico de 550 Wp, 24 Vdc.	191
Tabla 49.....	191
Costos de instalación de inversores.....	191
Tabla 50.....	192
Costos de inversión de la alternativa 01.....	192
Tabla 51.....	193
Costos de inversión de la alternativa 02.....	193
Tabla 52.....	194
Costos de operación y mantenimiento de la alternativa 1	194

Tabla 53.....	195
Porcentajes de operación y mantenimiento por sector típico	195
Tabla 54.....	195
Tarifa eléctrica regulada residencial.....	195
Tabla 55.....	196
Resultado de indicadores económicos.....	196
Tabla 56.....	197
Resultados de la evaluación económica de las alternativa 1.....	197
Tabla 57.....	198
Resultados de la evaluación económica de las alternativa 2.....	198

INTRODUCCIÓN

En el Perú, no se presta una atención adecuada al desarrollo de las zonas rurales y en muchos casos, no son considerados en un proceso de planificación energética que sea inclusiva, coherente, comprensible, transparente y sistémica y que facilite un mejor acceso a la energía renovable, considerando los aspectos de su entorno local y regional. La poca decisión para establecer normativas en una planificación integradora, sumado a las condiciones técnicas de operación, mantenimiento, condiciones geográficas y de demanda, dificultan el desarrollo de los sistemas eléctricos de las zonas rurales.

En este contexto se propone un modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales para optimización de costos. El modelo establece 6 etapas:

- Etapa 1 donde el modelo inicia con la etapa de procesamiento y validación de datos de los sistemas eléctricos de distribución rural.
- Etapa 2 corresponde al análisis de clustering o conglomerados.
- Etapa 3 análisis de la demanda eléctrica.
- Etapa 4 localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.
- Etapa 5 corresponde a la evaluación técnica de las alternativas de solución con generación distribuida en el horizonte de planificación.
- Etapa 6 comprende evaluación económica de las alternativas de solución con y sin DG.

En la investigación se establecieron 6 objetivos específicos:

- OE1: Realizar el análisis de conglomerados las instalaciones de distribución eléctrica de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales.
- OE2: Proyectar y realizar la caracterización de la demanda de energía eléctrica de los sistemas eléctricos rurales.

- OE3: Determinar la ubicación y capacidad óptima de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución en los sistemas eléctricos rural.
- OE4: Determinar en qué medida las pérdidas de energía se reducen con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las rede de baja tensión.
- OE5: Determinar en qué medida la caída de tensión mejora con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las rede de baja tensión.
- OE6: Evaluar los indicadores económicos del modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales para optimización de costos.

La estructura de la presenta investigación se encuentra dividido en 4 capítulos:

- El primer Capítulo presenta Protocolo de la investigación, donde se presenta los antecedentes referenciales, la realidad problemática, descripción del problema, formulación del problema, justificación, objetivos, variables e hipótesis.
- En el segundo capítulo muestra el marco teórico , los sistemas de distribución eléctrica, planificación de sistemas de distribución eléctrica, etapas de la planificación de sistemas de distribución, modelos de planificación de sistemas de distribución eléctrica, modelos heurísticos de optimización, modelos matemáticos de optimización, generación distribuida fotovoltaica, marco normativo de la generación distribuida fotovoltaica y el marco conceptual.
- El tercer capítulo comprende el desarrollo del trabajo de la tesis, modelo de planificación y las etapas 06 del modelo.
- El cuarto capítulo presente el análisis, resultados de la investigación y contrastación de la hipótesis de las etapas del modelo:
 - i. Etapa 1: procesamiento y validación de la información de datos de los sistemas eléctricos de distribución rurales.
 - ii. Etapa 2: análisis cluster o conglomerados.

- iii. Etapa 3: análisis de la demanda eléctrica.
- iv. Etapa 4: localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.
- v. Etapa 5: evaluación técnica de las alternativas de solución con generación distribuida en el horizonte de planificación (20 años).
- vi. Etapa 6: evaluación económica de las alternativas de solución y finalmente, las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I:

PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN

Este capítulo incluye la revisión de literatura de precedentes de investigaciones actuales en publicaciones científicas y tesis, junto con la descripción de la problemática actual, objetivos, hipótesis, variables e indicadores, unidad de estudio y recursos de información.

1.1. Antecedentes Referenciales

En la presente tesis han sido revisados artículos científicos con vigencia desde el 2010, asimismo, tesis de investigaciones recientes relacionadas con el tema de investigación.

1.1.1. Revisión de artículos indexados y técnicos

El proceso de planeamiento para identificar un problema en general parte del reconocimiento del mismo a través de una revisión de artículos que permiten abordar el problema.

El artículo [1], desarrolla una metodología probabilística para la selección y ubicación de generación distribuida en un área aislada. La investigación resalta los puntos de ubicación de la generación distribuida, debidamente ponderados según su magnitud de carga para determinar la distribución de probabilidad de mejor ajuste.

A diferencia de [1], en la presente investigación se utilizó el diseño experimental factorial incompleto, con factores y niveles que permiten la ubicación óptima de la generación distribuida.

El artículo [2], propone un algoritmo basado en un conjunto de criterios para evaluar diferentes opciones de generación distribuida en la localidad rural de Bután, considera dos etapas:

- La primera etapa es la estimación de carga.
- En la segunda etapa compara diferentes sistemas de generación distribuida, con criterios técnicos, normativos, sociales y ambientales.

En esta última etapa analiza qué opciones de generación distribuida merecen un análisis financiero, para finalmente determinar el costo de energía nivelado.

[2] propone como la generación distribuida como una alternativa para la electrificación rural, sin embargo, en la presente investigación se propone la generación distribuida como una alternativa para solucionar los problemas técnicos en el futuro y principalmente optimizar los costos.

El artículo [3], desarrolló un modelo de programación no lineal entero mixto en la búsqueda de un planeamiento multietapa para optimizar costos, donde aplica un algoritmo de búsqueda tabú. El estudio analizó la puesta en marcha de una nueva infraestructura eléctrica y los gastos operativos relacionados con las pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.

En la presente investigación a diferencia de [3], los análisis se efectúan en un sistema eléctrico rural y real en baja tensión, sin embargo, coincide con el planteamiento multietapa.

El artículo [4], realiza un análisis cuasi-dinámico de un sistema de distribución local con generación distribuida modificando el sistema IEEE de 13 nodos, incorporando las curvas de carga de tres tipos de consumidores y se integran sistemas de generación distribuida a dos nodos del sistema. En la investigación los niveles de tensión de los nodos no presentan cambios importantes durante el funcionamiento de la generación distribuida.

Es importante rescatar las simulaciones efectuadas por [4] en el sistema de nodos IEEE 13, al respecto, el aporte de la presente investigación radica en la mejora de los niveles de tensión y pérdidas en baja tensión, considerando todas las etapas del modelo multietapa que se plantea.

El artículo [5], utiliza un algoritmo de búsqueda multiobjetivo evaluando la capacidad del sistema existente y realiza la proyección de demanda para los siguientes 10 años. Luego de realizar un análisis de flujos de carga se evidencia que las redes existentes no podrían satisfacer la demanda futura, debido a esto, la disminución de la tensión y las pérdidas de energía podrían experimentar un incremento, frente a este escenario, la planificación con la incorporación de generación distribuida reduce las pérdidas totales, así como la caída de tensión para el año objetivo.

En relación a [5], coincide con los resultados obtenidos de pérdidas y caídas de tensión, sin embargo, en la investigación se utilizó la caracterización de la carga, el diseño experimental factorial incompleto y la ubicación óptima de la generación distribuida.

El artículo [6], presenta modelo de planificación de expansión de distribución con generación distribuida de múltiples etapas, este modelo incorpora políticas regulatorias que penalizan económicamente y restringen el ingreso en la rampa horaria y en el total de rampas durante cada día.

A diferencia de [6], el modelo de planificación busca la sostenibilidad de la propuesta con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica, que resultaría más económica que la instalación de almacenamiento de energía por batería.

El artículo [7], utilizan un modelo estocástico de optimización multiobjetivo para la planificación de sistemas de distribución inteligente híbridos AC-DC y el concepto de optimización de Pareto para la confiabilidad. El modelo logra dos objetivos minimizar los costos y maximizar la confiabilidad del sistema, este último se obtiene minimizando la energía esperada no suministrada, asimismo, para la simulación de variaciones estocásticas de demanda y generación distribuida utiliza Monte-Carlo.

Es importante resaltar el trabajo de [7] al cumplir los objetivos de minimizar costos y maximizar la confiabilidad, sin embargo, cuando se analizan sistemas en condiciones reales de operación considerando los aspectos particulares de la baja tensión y la carga

rural, los escenarios son distintos y requieren de mayor análisis como se propone el modelo multietapa de la presente investigación.

El artículo [8], desarrolla un modelo de planificación de dos niveles del sistema de distribución con un enfoque basado en el riesgo económico, utiliza a la vez generación distribuida y sistemas de almacenamiento como opciones de expansión de la capacidad. El nivel maestro está dedicado a las decisiones en la fase de planificación, mientras que el nivel esclavo, que se formula como un modelo de dos etapas, está relacionado con las decisiones de esperar y ver en la fase operativa.

El riesgo es un factor importante en [8], en la presente investigación este aspecto se analiza con la comparación de dos alternativas técnicas de solución, minimización de costos y la evaluación económica.

El artículo [9], presentan un marco integral de planificación de la distribución a largo plazo desde la perspectiva de las empresas de distribución local, considerando la generación distribuida (GD), subestaciones, condensadores, alimentadores e incorporando vehículos eléctricos enchufables. Realiza un análisis costo beneficio y propone un enfoque para el plan de actualización óptimo basado en minimizar el capital total y el costo operativo.

A diferencia de [9], en la presente investigación se analizan los sistemas eléctricos rurales de baja tensión donde es distante la incorporación de vehículos eléctricos enchufables.

El artículo [10], analiza la liberación de capacidad de la red y cálculo de adición incremental de la generación distribuida para la planificación del sistema de distribución. Se analiza la conexión inherente entre la capacidad y la fiabilidad del sistema eléctrico al considerar la integración de fuentes renovables de energía distribuida.

Resulta relevante las conclusiones de [10], puesto que, coinciden con los postulados de la investigación, sin embargo, la investigación propone un modelo multietapa que considera todas etapas de planificación desde el crecimiento de la demanda, caracterización de la carga, diseño factorial, evaluación técnica y económica.

El artículo [11], utiliza el modelo simulación de múltiples agentes MAS para la planificación integrada en función al diseño de las redes y al diseño de subsidio de generación distribuidora fotovoltaica, figura 1.

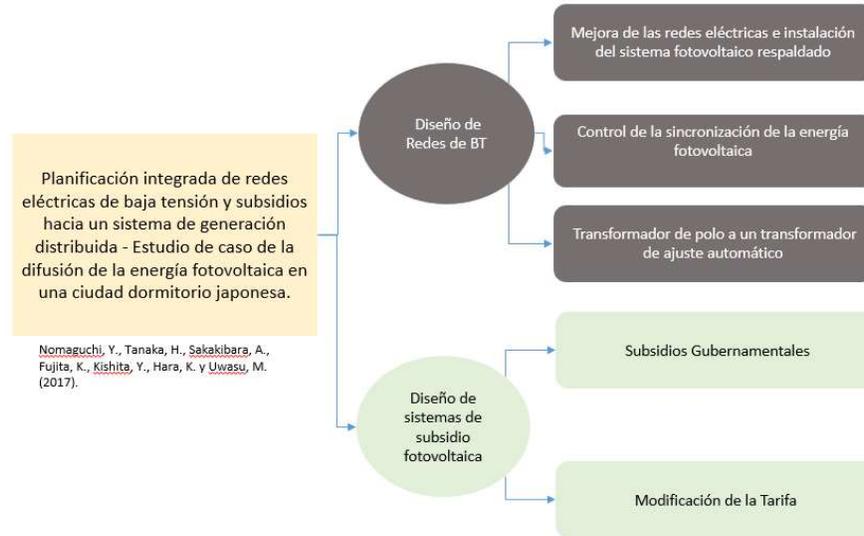


Figura 1. Resumen del modelo teórico modelo simulación de múltiples agentes MAS

El artículo [12], formula un modelo de subsidio dinámico de generación fotovoltaica distribuida (figura 2), basado en los costos de generación, curva de aprendizaje de costos, reducción de emisiones de CO2 a través de la tasa interna de retorno.

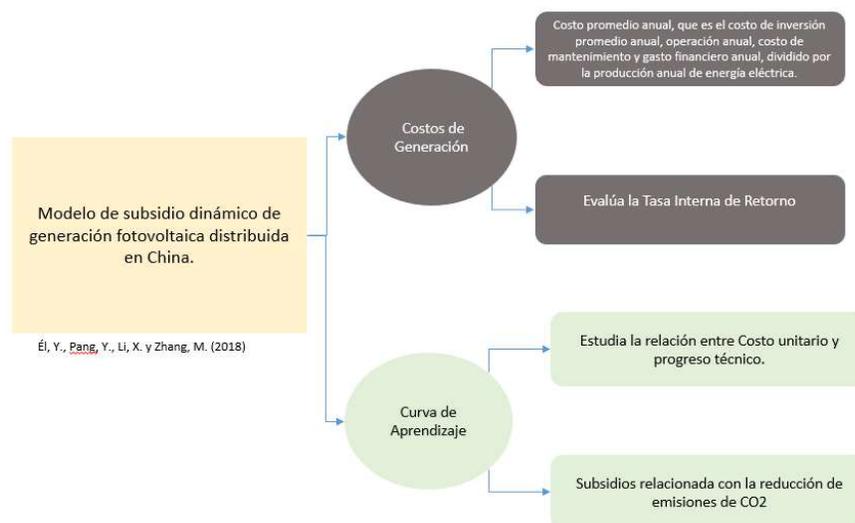


Figura 2. Resumen del modelo teórico del modelo dinámico de subsidio

El artículo [13] propone un modelo para el subsidio del precio de la electricidad basado en el costo instalado de la energía fotovoltaica distribuida basado en el valor presente neto, la subvención se realiza por KWh en lugar de subvención por costo de inversión inicial, diferenciado por regiones (figura 3).

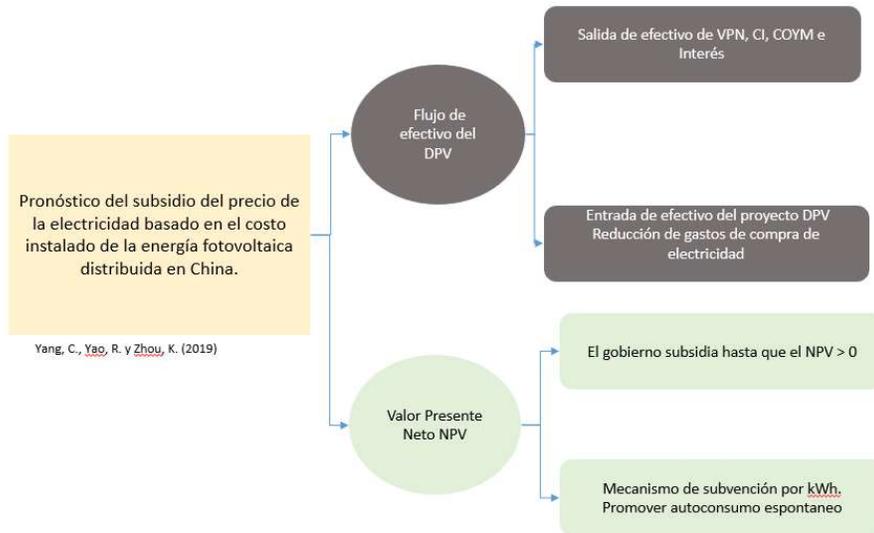


Figura 3. Resumen del modelo teórico del subsidio por KWh

El Artículo [14], establece un modelo óptimo de subsidio para generar energía fotovoltaica, considerando el comercio de emisiones de carbón que contribuye a reducir el subsidio, sugiere promover el progreso tecnológico, promover mercado nacional de emisiones de CO2, promover la competencia en la industria de las energías renovables y mantener estable el precio del CO2, figura 4.

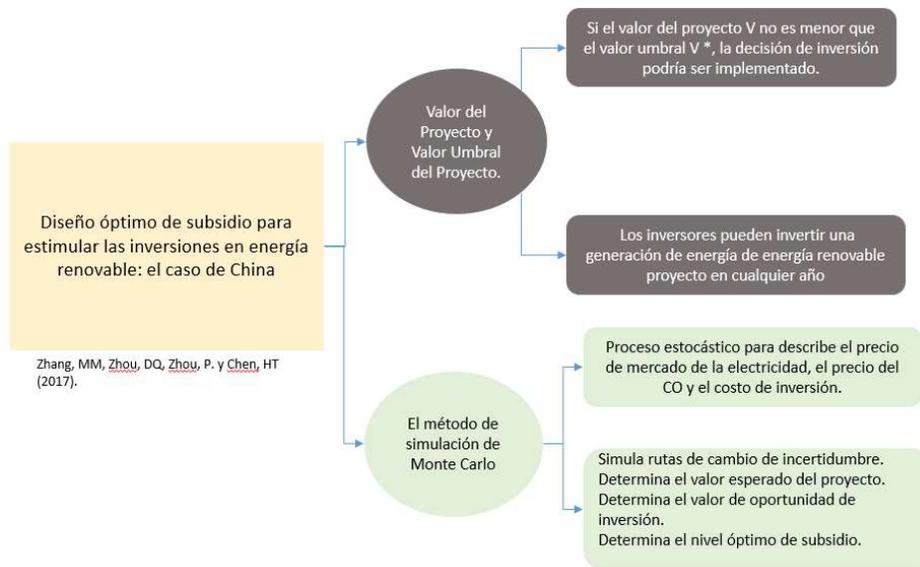


Figura 4. Resumen del modelo teórico del diseño óptimo de subsidio

[11], [12], [13], [14], proponen diversos modelos de subsidios para la incorporación de las energías renovables principalmente fotovoltaica, resulta importante cuando una nueva tecnología se incorpora al sistema, al respecto, en la presente investigación el modelo de planificación multietapa evalúa técnica y económicamente la incorporación de generación distribuida fotovoltaica, los modelos formulados por los autores resultarían útiles, puesto que, evalúan económicamente el impacto de la incorporación de la generación distribuida en los sistemas de distribución.

1.1.2. Revisión de tesis

La tesis [15], desarrolló una metodología para la masificación de generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión, evaluó el impacto sobre los perfiles de tensión, las pérdidas y la cargabilidad de conductores, para validar el modelo, diseñó e instaló generación distribuida fotovoltaica con potencia pico nominal de generación de 3.64 kWp. La investigación, también determina un porcentaje máximo de penetración de la generación distribuida sin que la red presente condiciones anormales no deseadas de tensión, cargabilidad y pérdidas técnicas.

[15], propone una metodología para el análisis técnico, la investigación propone un modelo de planificación multietapa que considera todas etapas desde el crecimiento de la demanda, caracterización de la carga, diseño factorial, evaluación técnica y económica.

La tesis [16], desarrolla una investigación en la que realiza el planeamiento de las redes de distribución eléctrica con generación distribuida. Establece 4 modelos para disminuir los niveles de incertidumbre en lo que respecta a la satisfacción de la demanda, modelo mono objetivo determinista, mono objetivo probabilista, multi objetivo determinista y multi objetivo probabilista, los modelos probabilistas desarrollados permiten que el planeamiento de generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica, aplicado al caso peruano, a fin de disminuir los niveles de incertidumbre en lo que respecta a la satisfacción de la demanda.

[16], propone modelos mono y multi objetivo con la finalidad de disminuir la incertidumbre y la satisfacción de las demandas, la investigación va más allá, con un modelo de planificación multietapa que considera todas etapas desde el crecimiento de la demanda, caracterización de la carga, diseño factorial, evaluación técnica y económica.

La tesis [17], evalúa el impacto de la generación distribuida en el sistema de distribución en media tensión, con la incorporación masiva aleatoria de generación distribuida disminuyen los flujos de potencia llegando en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia en la red en función de la carga del sistema y la potencia generada por la generación distribuida, asimismo, las pérdidas de potencia se reducen, los niveles de tensión del sistema mejora, sin embargo, los niveles de falla se incrementan.

Es importante resaltar la investigación de [17], al analizar los niveles de tensión, pérdidas y corrientes de falla en distribución primaria, sin embargo, cuando de analizan sistemas en condiciones reales de operación considerando los aspectos particulares de la baja tensión y la carga rural, los escenarios son distintos y requieren de mayor análisis como se propone

el modelo multietapa de la presente investigación, desde el crecimiento de la demanda, caracterización de la carga, diseño factorial, evaluación técnica y económica.

La tesis [18], evalúa la factibilidad de implementar generación distribuida fotovoltaica que permita aumentar la cobertura y confiabilidad de energía en sectores rurales del concesionario. Los resultados muestran que, un circuito de distribución típico en zona rural en media tensión de 13,2 kV tiene un flujo de potencia unidireccional y si se incorpora generación distribuida, el operador de red enfrenta el desafío de garantizar la coordinación de protecciones del sistema donde la generación distribuida puede aportar corriente a una falla.

[18], concluye que el sistema fotovoltaico no evidencia paridad con la red, sin embargo, en la presente investigación quedó demostrado la viabilidad técnica y económica de la incorporación de la generación distribuida en baja tensión, con el uso del modelo de planificación multietapa.

La tesis [19], desarrolla una propuesta de lineamientos regulatorios en micro generación distribuida residencial fotovoltaica. Los hallazgos sugieren que el sistema de medición neta ofrece las tasas de retorno interno más altas, superando el 12%, lo que proporciona un estímulo atractivo para que el consumidor residencial establezca su propia microgeneración fotovoltaica distribuida. Dependiendo de la potencia en kWp y la ubicación de la instalación en el país, este puede recuperar su inversión en un promedio de 6 a 7 años. Asimismo, se nota que para lograr un Valor Actual Neto (VAN) positivo con el mecanismo de facturación neta, la tasa de descuento empleada en varias simulaciones fue menor al 12% (entre 8% y 11%), lo que no resulta muy atractivo como costo de oportunidad para los clientes regulados que no suelen hacer inversiones a largo plazo [19].

A diferencia de la propuesta de [19], el modelo de planificación multietapa propone la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica concentrada y un aspecto relevante es la posibilidad que estos proyectos se incorporen en los procesos regulatorios de Valor

Agregado de Distribución como un cargo adicional y se garantice su implementación considerando los beneficios al usuario y a la empresa distribuidora.

1.2. Realidad problemática

En esta parte de la investigación se demuestra la problemática actual en relación a los sistemas eléctricos rurales y normativa actual de la generación distribuida.

De acuerdo a los informes estadísticos al segundo semestre del 2016 [20], de la calidad de tensión y calidad de suministro de las empresas distribuidoras en cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) publicado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en el primer caso, del total de 15 empresas, en promedio el 17,93% presentan niveles de tensión que superan las tolerancias establecidas en la NTCSER, ver figura 5. Asimismo, la cantidad de indemnización por la baja calidad de la tensión a nivel nacional se eleva a US\$ 1 349 286.

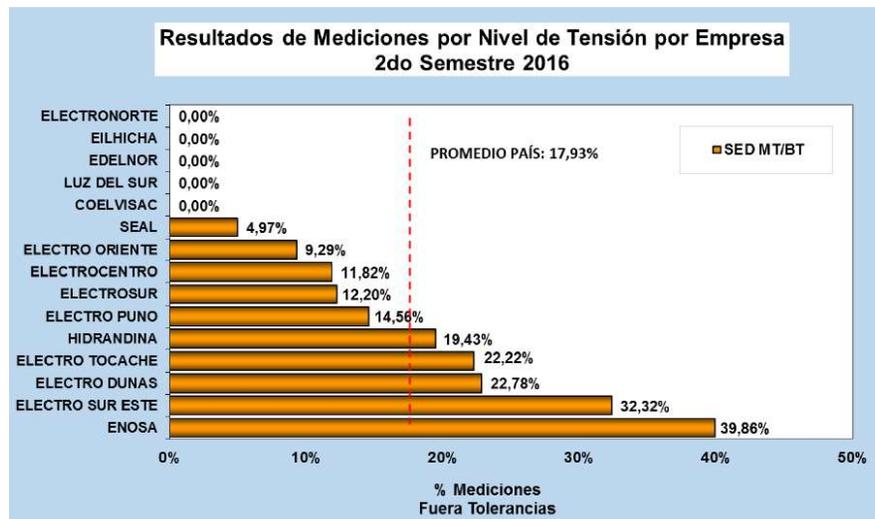


Figura 5. Resultado de las mediciones de campaña de subestaciones MT/BT en el 2do Semestre 2016
Fuente: Osinergmin

En el segundo caso, 143 sistemas eléctricos excedieron las tolerancias del número de Interrupciones promedio por cliente (NIC) y/o la Duración ponderada acumulada de

interrupciones por cliente (DIC), con compensaciones por exceder las tolerancias de NIC y DIC que asciende a US\$ 1 922 419, tabla 1 [21].

Tabla 1.
Montos de compensación por mala calidad de suministro

EMPRESA	COMPENSACIONES SEMESTRALES (US\$)							
	2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2
PRIVADAS	COELVISAC	0	0	0	0	0	0	0
	EDECAÑETE	0	0	0	2152	2 332	3 516	0
	EDELNOR	80 696	27 957	1 176	11 254	22 423	45 212	22 132
	ELECTRO DUNAS	0	0	94	136	150	2 241	0
OTRAS PÚBLICAS	EIHICHA	-	-	-	-	-	7 623	0
	ELECTRO ORIENTE	121	3 390	1 590	34 012	492 695	398 872	6 363
	ELECTRO SUR	96 469	147 597	67 935	28 857	93 065	41 496	8 358
	ELECTRO SUR ESTE	4 239	13 696	8 839	86 446	186 865	238 529	85 522
	SEAL	203 628	1 511 739	302 687	584 887	202 814	300 730	214 119
	ELECTRO PUNO	0	0	0	0	0	0	32 618
	ELECTRO NORTE	181 243	94 160	66 488	363 487	71 002	202 898	45 317
	ENOSA	270 745	338 711	101 996	162 699	146 422	13 346	106 060
DISTRILUZ	HIDRANDINA	130 820	289 136	124 769	213 999	309 508	460 633	79 978
	ELECTROCENTRO	381 817	454 306	199 330	414 654	555 113	464 406	481 817

Fuente: [21].

En relación a las pérdidas de energía, en el año 2022, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución del país interconectados más aislados, fueron del orden de 10,0% [22], con mayor relevancia en las empresas que tiene Sistemas Eléctricos Rurales (SER), figura 6.

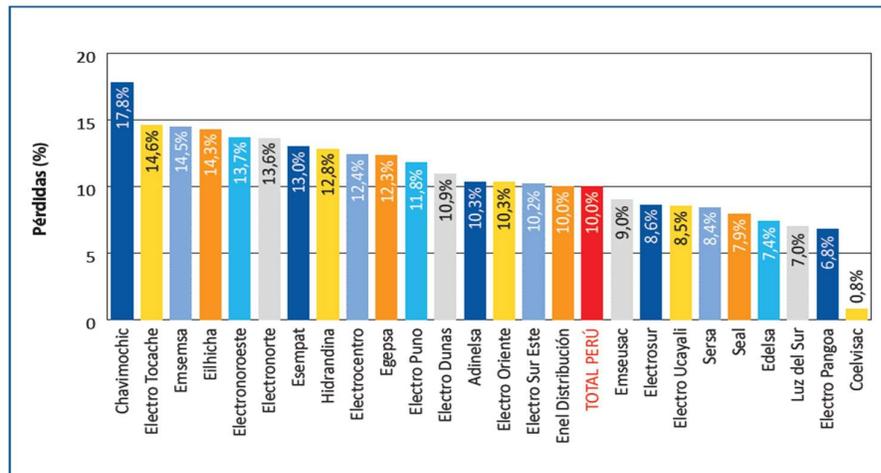


Figura 6. Pérdidas de energía por empresas Distribuidoras - 2022

Fuente: [22].

Así como en el Perú y a lo largo de los años, se ha prestado una atención inadecuada al desarrollo rural en casi todos los países en desarrollo. En particular, los requisitos energéticos se han abordado de manera inapropiada, esta situación justifica la importancia de identificar un proceso de planificación energética coherente, comprensible, transparente y sistémico y que facilite un mejor acceso a la energía moderna en función de los requisitos del residente y las condiciones del entorno local [23].

En línea con lo señalado, en Perú, la indecisión para implementar regulaciones que faciliten una planificación completa y oportuna, junto con las circunstancias geográficas y de demanda, obstaculizan el progreso de los sistemas eléctricos en áreas rurales. En este contexto, el 23 de septiembre de 2015, se emitió el Decreto Legislativo N° 1208 (DL 1208) que fomenta la creación de planes de inversión de las compañías de distribución eléctrica dentro del marco del FONAFE. El DL 1208 precisa que estas compañías deben entregar al Osinergmin, al comienzo de cada establecimiento del Valor Agregado de Distribución (VAD), un Estudio de Planificación Eléctrica a Largo Plazo acompañado de un Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE), que será ratificado por Osinergmin e incluido en el año de inversión reconocido en la determinación del VAD correspondiente. Sin embargo, el MINEM no define los criterios y la metodología para la elaboración del PIDE, por lo que no ha sido posible su creación de acuerdo con lo estipulado en el mencionado DL 1208 y su reglamento [24]. En relación con esto, han pasado 08 años, dos procesos regulatorios del Valor Agregado de Distribución (08 años) y las empresas tienen restricciones para que se aprueben sus planes de inversión.

Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) han evolucionado con mejoras en eficiencia en los últimos años, sin embargo, los niveles de tensión, número y duración de interrupciones que superan las tolerancias establecidas en la NTCSE, la falta de incorporación de las energías renovables en estos sistemas, sumado a la incapacidad de realizar planificación en las empresas distribuidoras, se propone un modelo de planificación multietapa de los sistemas de distribución que incorpore a la generación distribuida fotovoltaica en instalaciones de

baja tensión de los SER y permita mejorar indicadores de calidad, eficiencia y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Este enfoque de planificación incorpora técnicas de optimización que facilitan la categorización del SER, la colocación ideal de la generación distribuida, además toma en cuenta métodos de flujos de carga, examen de opciones y valoración económica, lo que posibilita tomar la decisión más acertada al incorporar la generación distribuida en las redes de baja tensión de los SER.

1.2.1. Descripción del problema

La Figura 7 revela el árbol de dificultades, en el que se ha reconocido el obstáculo principal, las razones directas e indirectas, al igual que los efectos directos e indirectos y el desenlace final.

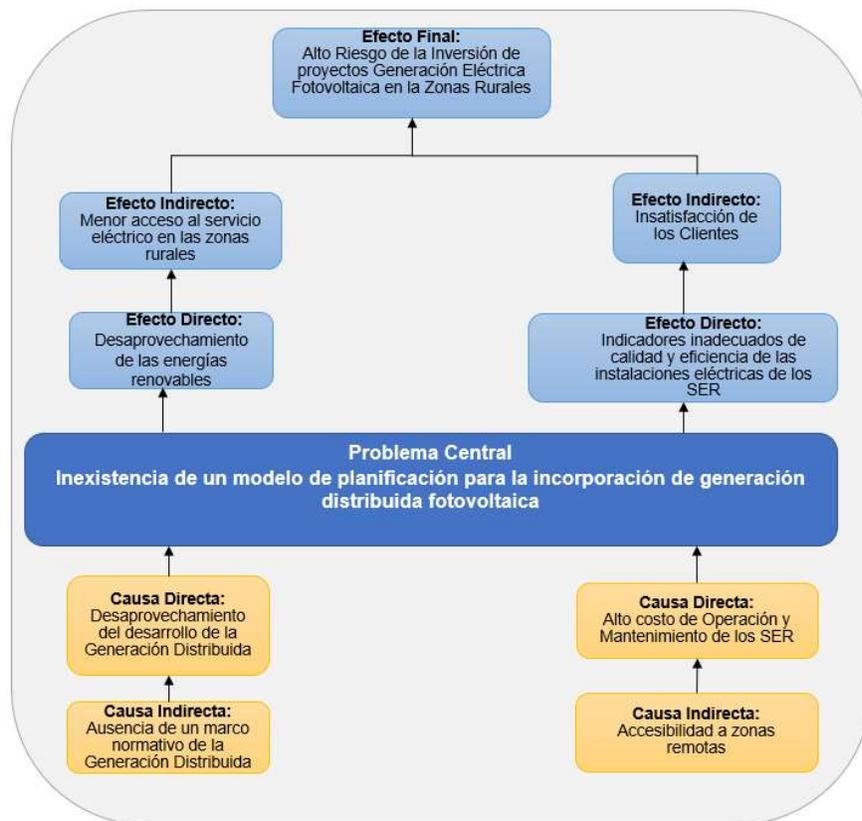


Figura 7. Árbol de problemas

Fuente: Elaboración propia

El desafío principal radica en la ausencia de un esquema de planificación en varias etapas para la generación distribuida de energía fotovoltaica en redes eléctricas de baja tensión en áreas rurales, con el objetivo de optimizar los costos, lo cual se explicará a continuación:

a. Causas del principal problema

1.- Causa Directa: Desaprovechamiento del desarrollo de la generación distribuida

Causa Indirecta: Ausencia de un marco normativo de la generación distribuida

La utilización de energías modernas en los SER, como la generación distribuida, no se promueve activamente por el estado. Sin embargo, esta última está regulada por la Ley 28832 del 2006 y el Decreto Legislativo 1221 del 2015 [25]. Además, a través de la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM, el MINEM ha puesto en marcha un proyecto de reglamento para la GD, con el propósito de regular esta actividad, definiendo los criterios para su integración, funcionamiento y estructura comercial [26]. Este reglamento clasifica la generación distribuida en dos categorías: la generación distribuida mediana, con una capacidad superior a 200 kW pero inferior o igual a 10 MW, y la microgeneración distribuida, cuyas instalaciones estarían vinculadas a las redes de distribución de baja o media tensión (hasta 33 kV), y cuya capacidad máxima en ningún caso debería exceder los 200 kW [26]. A pesar de esto, el MINEM no ha aprobado el reglamento para su puesta en marcha.

2.- Causa directa: Alto costo de operación y mantenimiento de los SER

Causa indirecta: Accesibilidad a zonas remotas

Los últimos resultados del Valor Agregado de Distribución que comprenden al grupo 1 de empresas distribuidoras de electricidad, indican que los porcentajes de operación y mantenimiento son mayores en la empresa que cuentan con mayor cantidad de Sistemas Eléctricos Rurales en comparación a las empresas con otros sectores típicos distintos al SER, como en el caso de las empresas menores a 50 000 usuarios, tabla 2.

Tabla 2.

Participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OyM) en el VADMT, VADBT y VADSED – Grupo 1

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
VADMT	aVNR	74,24%	73,51%	47,35%	44,08%	44,08%	60,15%	60,15%
	OyM	25,76%	26,48%	52,65%	55,92%	55,92%	39,85%	39,85%
VADBT	aVNR	71,20%	70,56%	53,39%	58,50%	58,50%	61,00%	61,00%
	OyM	28,80%	29,44%	46,61%	41,50%	41,50%	39,00%	39,00%
VADSED	aVNR	83,53%	70,03%	76,76%	56,38%	56,38%	59,97%	59,97%
	OyM	16,47%	22,97%	23,24%	43,62%	43,62%	40,03%	40,03%

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
VADMT	aVNR	44,08%	60,15%	44,08%	44,08%	44,08%	14,16%	14,16%
	OyM	55,91%	39,85%	55,92%	55,92%	55,92%	85,84%	85,84%
VADBT	aVNR	58,50%	61,00%	58,50%	58,50%	58,50%	28,55%	28,55%
	OyM	41,50%	39,00%	41,50%	41,50%	41,50%	71,45%	71,45%
VADSED	aVNR	56,38%	59,97%	56,38%	56,38%	56,38%	22,95%	22,95%
	OyM	43,62%	40,03%	43,62%	43,62%	43,62%	77,05%	77,05%

Fuente: Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 158-2018-OS/CD [27]

Del mismo modo, el Grupo 2 de empresas distribuidoras de electricidad, los porcentajes de Operación y Mantenimiento son mayores en todas las empresas que cuentan con mayor cantidad de Sistemas Eléctricos Rurales, tabla 3.

Tabla 3.

Participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OyM) en el VADMT, VADBT y VADSED – Grupo 2

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	aVNR	45,23%	47,46%	53,82%	48,56%	33,75%	49,19%
	OyM	54,77%	52,54%	46,18%	51,44%	66,25%	50,81%
VADBT	aVNR	55,36%	59,70%	63,23%	57,77%	45,60%	60,99%
	OyM	44,64%	40,30%	36,77%	42,23%	54,40%	39,01%
VADSED	aVNR	52,00%	53,31%	59,60%	50,99%	44,42%	62,08%
	OyM	48,00%	46,69%	40,40%	49,01%	55,58%	37,95%

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro ucayali
VADMT	aVNR	63,82%	63,10%	18,66%	48,92%	40,98%
	OyM	36,18%	36,90%	81,34%	51,08%	59,02%
VADBT	aVNR	58,02%	69,25%	20,84%	59,31%	48,86%
	OyM	41,98%	30,75%	79,16%	40,69%	51,14%
VADSED	aVNR	69,35%	63,09%	13,58%	52,83%	42,96%
	OyM	30,65%	39,91%	86,42%	47,17%	57,04%

Fuente: Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 168-2019-OS/CD

Efectos del principal problema

1.- Efecto Directo: Desaprovechamiento de las energías renovables

Efecto Indirecto: Menor acceso al servicio eléctrico en las zonas rurales.

Según la Encuesta Nacional de Hogares (ENAH 2020) realizada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), para el año 2020 existe una diferencia de aproximadamente el 14% en el acceso a la electricidad entre las áreas urbanas y rurales. No obstante, esta diferencia disminuyó un 3% en comparación con 2019. Además, se notó que la capital en su totalidad tiene acceso a este servicio. A escala nacional, el 96.2% de los hogares afirmaron tener electricidad en sus hogares [28], como se puede apreciar en la figura 8.

Evolución del acceso eléctrico, %

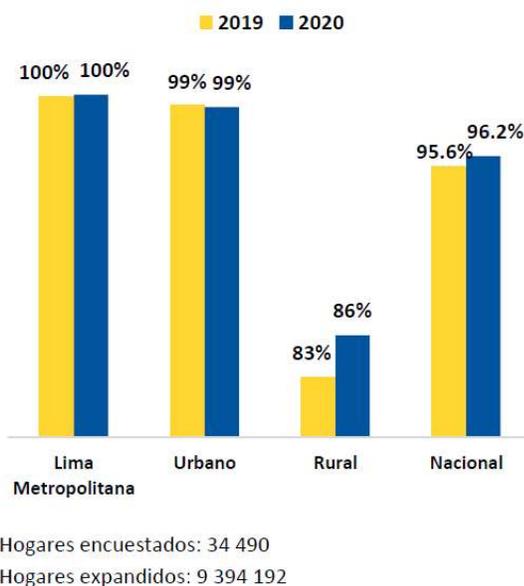


Figura 8. Evolución del acceso eléctrico

Fuente: ENAHO 2020

La tabla 4 indica que los departamentos con mayor disponibilidad de electricidad se localizan en la costa peruana, incluyendo: Lima y Callao con cifras superiores al 99%; Lambayeque, La Libertad y Tumbes, con un porcentaje mayor al 98% y Áncash, Ica y Tacna que sobrepasan el 97% de acceso a la electricidad. En contraste, las regiones de Loreto y Amazonas presentaron el índice más reducido de acceso a la electricidad, con un 85% y 87% respectivamente [28]. Asimismo, los departamentos con menor acceso al servicio eléctrico en la zona rural son Amazonas 75%, Arequipa 86%, Cusco 87%, Huancavelica 88%, Ayacucho 89%, Junín 80%, Huánuco 81%, Loreto 50%, Madre de Dios 77%, Pasco 79%, San Martín 85% y Ucayali 54%.

Tabla 4.

Acceso al servicio eléctrico según región y ámbito geográfico.

DEPARTAMENTO	NACIONAL		URBANO		RURAL	
	NO	SI	NO	SI	NO	SI
Amazonas	13%	87%	4%	96%	25%	75%
Ancash	3%	97%	0%	100%	7%	93%
Apurímac	4%	96%	1%	99%	7%	93%
Arequipa	4%	96%	3%	97%	14%	86%
Ayacucho	6%	94%	2%	98%	11%	89%
Cajamarca	6%	94%	0%	100%	10%	90%
Cusco	6%	94%	1%	99%	13%	87%
Huancavelica	95%	5%	2%	98%	12%	88%
Huánuco	11%	89%	1%	99%	19%	81%
Ica	3%	97%	2%	98%	7%	93%
Junín	7%	93%	1%	99%	20%	80%
La Libertad	2%	98%	1%	99%	5%	95%
Lambayeque	1%	99%	0%	100%	7%	93%
Lima Metropolitana	0%	100%	0%	100%	0%	100%
Lima Provincias	2%	98%	1%	99%	4%	96%
Loreto	15%	85%	2%	98%	50%	50%
Madre de Dios	6%	94%	3%	97%	23%	77%
Moquegua	5%	95%	2%	98%	16%	84%
Pasco	8%	92%	2%	98%	21%	79%
Piura	4%	96%	2%	98%	12%	88%
Puno	7%	93%	2%	98%	14%	86%
San Martín	6%	94%	2%	98%	15%	85%
Tacna	2%	98%	0%	100%	13%	87%
Tumbes	1%	99%	1%	99%	1%	99%
Ucayali	9%	91%	2%	98%	46%	54%
Nacional	4%	96%	1%	99%	14%	86%

Hogares encuestados: 34 490

Hogares Expandidos: 9 394 192

Fuente: ENAHO 2020. Elaboración: GPAE-Osinergmin

2.- Efecto Directo: Indicadores inadecuados de calidad y eficiencia de las instalaciones eléctricas de los SER.

Efecto Indirecto: Insatisfacción de los Clientes

De acuerdo al Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) [29], en el informe de accesos a los servicios básicos en el año 2021, la interrupción más reciente de la

electricidad a nivel nacional tuvo una duración promedio de 9 horas, alcanzando un tiempo máximo de 20 horas en las áreas rurales, tabla 5.

Tabla 5.
Tiempo promedio que duró la última interrupción o corte, según ámbito geográfico, 2014 – 2021 (horas)

Ámbito geográfico	Tiempo (Horas)								Variación (2021 - 2020)
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Nacional	10	12	9	12	10	11	9	9	0
Urbana	6	6	6	8	6	7	6	6	0
Rural	22	28 a/	18	23	19	21	18	20	2
Región Natural									
Costa	6	7	7	11	7	8	7	7	0
Sierra	15	15	12	14	13	13	11	12	1
Selva	10	18 a/	8	9 a/	9	10	11	10	-1

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática – Encuesta Nacional de Programas Presupuestales, 2014 - 2021.

En el informe correspondiente, se evidencia que para el 2021, en relación a las interrupciones clasificadas por área geográfica, los datos indican que del total de viviendas que poseen acceso a electricidad a escala nacional, el 45,3% ha experimentado interrupciones, siendo más significativas en zonas rurales con un 54,6% [29]. En comparación con el año 2020, los cortes de suministro eléctrico se incrementaron en 9,2 y 5,3 puntos porcentuales a nivel nacional y rural respectivamente, según se presenta en la tabla 6.

Tabla 6.
Interrupciones o cortes de energía eléctrica, según ámbito geográfico, 2014 – 2021 (porcentaje)

Ámbito geográfico	Año								Variación porcentual (2021 - 2020)
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Nacional	46,0	42,2	41,9	44,3	39,5	39,0	36,1	45,3	9,2
Urbana	45,1	40,5	39,7	42,0	36,6	36,4	32,6	42,8	10,2
Rural	48,7	47,8	49,1	51,9	49,4	48,4	49,3	54,6	5,3
Región natural									
Costa	39,1	33,0	31,8	35,4	28,7	29,8	26,4	36,1	9,7
Sierra	53,6	52,5	52,0	53,9	51,1	48,3	45,5	54,7	9,2
Selva	55,7	54,5	59,3	57,5	56,0	55,3	55,5	62,8	7,3

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática – Encuesta Nacional de Programas Presupuestales, 2014 – 2021.

De esta forma, del año 2019 al año 2020, la mayoría de las empresas eléctricas de FONAFE han logrado mejorar sus indicadores de calidad (SAIDI y SAIFI), destacándose Electro Puno, ELSE, Electrocentro, Electronorte. No obstante, las empresas eléctricas de Electro Ucayali S.A. y Electro Oriente S.A. han presentado un aumento en la frecuencia y duración de sus indicadores, respectivamente. Esto se debería al aumento de interrupciones por razones como fenómenos naturales, fallas en instalaciones del SEIN y desconexiones programadas por mantenimiento o extensión de redes, entre otros.

Generalmente la calidad de suministro de las empresas eléctricas privadas es notablemente mejor que la concedida por las empresas eléctricas de FONAFE. Al equiparar dichos resultados con los conseguidos por empresas eléctricas de otros países de América Latina, la figura 9 muestra que únicamente las compañías eléctricas privadas como Luz del Sur y Enel, conservan una calidad de suministro similar.

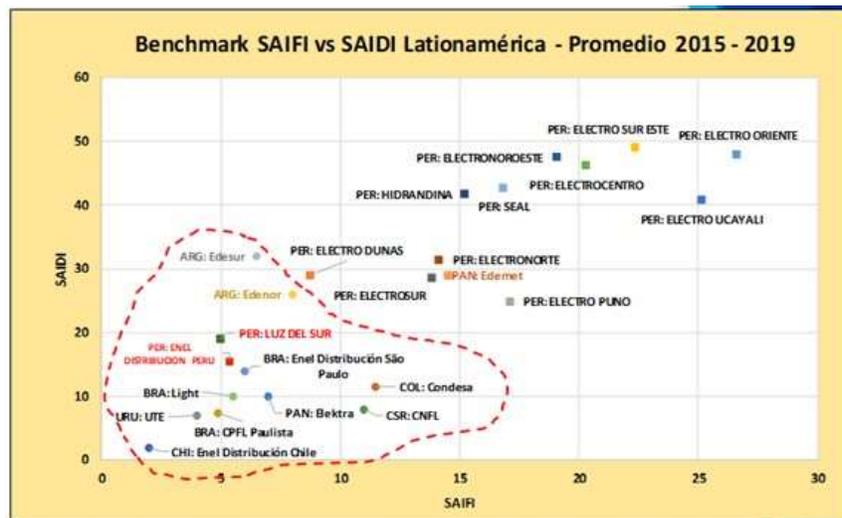


Figura 9. Benchmarking SAIFI vs SAIDI Latinoamérica– Promedio 2015-2019
Fuente: Osinergmin

En base a la Decimonovena Ronda de la Investigación CIER para la Satisfacción del Consumidor Residencial de Energía Eléctrica, la meta principal es esencialmente evaluar la gratificación de los consumidores con respecto a la excelencia del producto y de los servicios otorgados por las compañías distribuidoras [30]. Se llevó a cabo una encuesta a

34 distribuidoras en 12 países de América Latina. Teniendo en cuenta la muestra estándar y los casos extras para los análisis regionales, se entrevistaron a 22803 clientes residenciales. Las compañías distribuidoras se dividen en dos grupos, dependiendo del total de clientes: hasta 500 mil (13 compañías) y más de 500 mil (21 compañías). De estas compañías, se pueden resaltar a las peruanas como Hidrandina, Electrocentro, Electrosur Este, Enosa, Electro Oriente, Seal, Ensa, Electro Puno, Electrosur, Electro Ucayali y Adinelsa [30], como se aprecia en la figura 10.

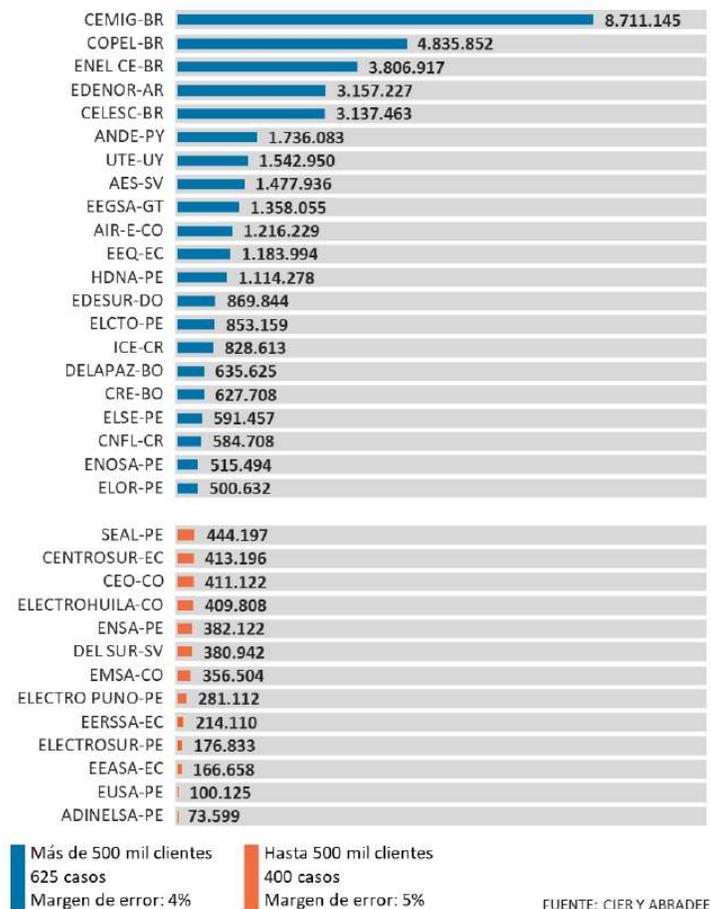


Figura 10. Empresas participantes en la 19ª Ronda de la Investigación CIER de Satisfacción del Cliente Residencial de Energía Eléctrica

Fuente: CIER

El Índice de Aprobación del Cliente (IAC) figura 11, este índice muestra que en promedio existe un 71.2 % de aprobación, sin embargo, para empresas con hasta 500 mil clientes el porcentaje promedio es menor y en algunos casos llega al 32.8%, cabe resaltar que las empresas peruanas en este grupo son ENSA, ELECTRO PUNO, SEAL, ELECTROSUR, ELECTRO UCAYALI y ADINELSA que cuentan con un mayor número de Sistemas Eléctricos Rurales.

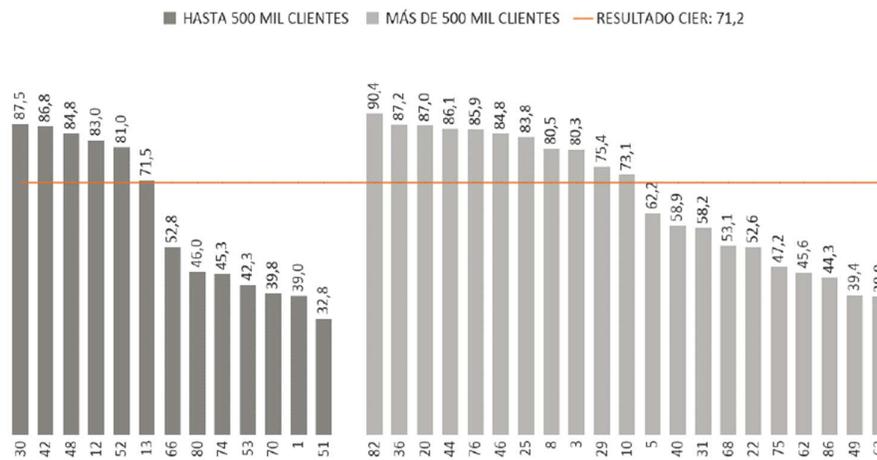


Figura 11. El Índice de Aprobación del Cliente (IAC)
Fuente: CIER

Del mismo modo Índice de Satisfacción General (ISG) figura 12, en promedio el 66.8% se encuentra satisfecho, sin embargo, para empresas con hasta 500 mil clientes el porcentaje promedio es menor y en algunos casos llega al 25.9%, cabe resaltar que las empresas peruanas en este grupo son ENSA, ELECTRO PUNO, SEAL, ELECTROSUR, ELECTRO UCAYALI y ADINELSA que cuentan con un mayor número de Sistemas Eléctricos Rurales.

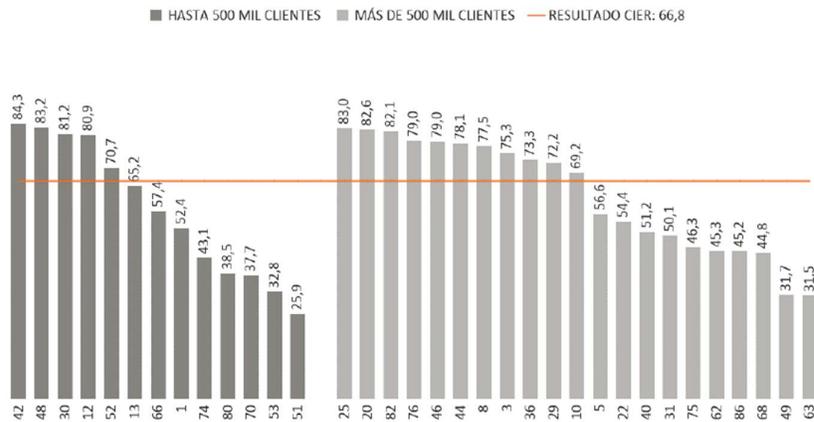


Figura 12. Índice de Satisfacción General (ISG)
Fuente: CIER

En relación al Índice de Insatisfacción con la Calidad Percibida (IICP) figura 13, en promedio el 14 % se encuentra insatisfecho con la calidad percibida, sin embargo, para empresas con hasta 500 mil clientes el porcentaje promedio es mayor y en algunos casos llega al 35.2%, cabe resaltar que las empresas peruanas en este grupo son ENSA, ELECTRO PUNO, SEAL, ELECTROSUR, ELECTRO UCAYALI y ADINELSA que cuentan con un mayor número de Sistemas Eléctricos Rurales.

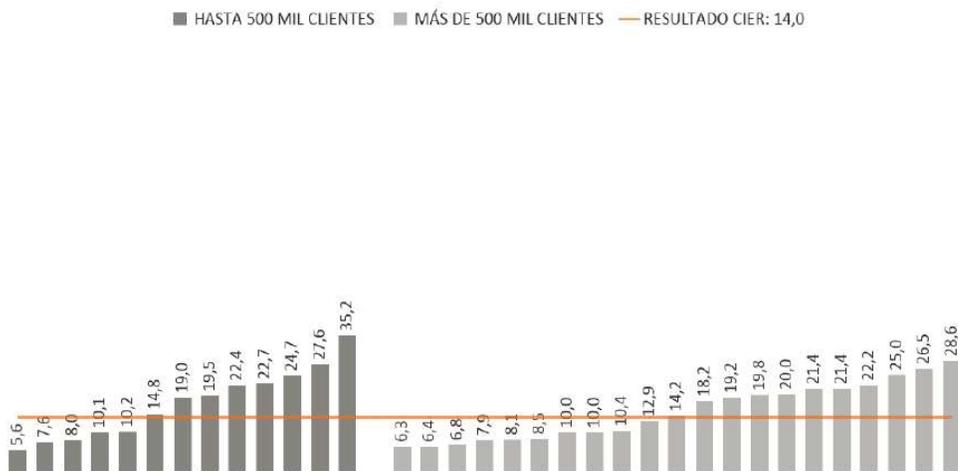


Figura 13. Índice de Insatisfacción con la Calidad Percibida (IICP)
Fuente: CIER

En relación con la presente investigación y la investigación de CIER [30], en la matriz conjunta de la definición de acciones de mejora figura 14, para generar un alto impacto y una alta satisfacción se tiene que realizar inversiones en las instalaciones eléctricas de distribución y estas inversiones deben corresponder a una planificación progresivas en el tiempo.



Figura 14. Matriz conjunta de la definición de acciones de mejora [30]

Fuente: CIER

1.2.2. Formulación del problema

Problema general:

PG: ¿Es factible desarrollar un modelo de planificación de los sistemas de distribución eléctrica con Generación Distribuida Fotovoltaica en las Redes de Baja Tensión de los Sistemas Eléctricos Rurales que permita optimizar los costos?

Como formulación de problemas específicos, se tienen:

- 1) PE1: ¿Es factible realizar el análisis de conglomerados de las instalaciones de distribución eléctrica de Baja Tensión para agrupar los Sistemas Eléctricos Rurales?

- 2) PE2: ¿Es posible analizar la demanda eléctrica para determinar la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los Sistemas Eléctricos Rurales?
- 3) PE3: ¿El desarrollo del diseño factorial experimental y métodos aproximados permitirá determinar la ubicación y capacidad óptima de la Generación Distribuida Fotovoltaica en la Redes de Baja Tensión de las Subestaciones de Distribución en los sistemas eléctricos rurales?
- 4) PE4: ¿Es posible que las pérdidas de energía se reduzcan con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión?
- 5) PE5: ¿Es posible que los niveles de tensión mejoren con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión?
- 6) PE6: ¿Resulta viable la planificación con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Redes de Baja Tensión mediante indicadores económicos?

1.2.3. Justificación

La necesidad de esta investigación se basa en la integración de la generación distribuida utilizando fuentes de energía renovable en el modelo de planificación, en comparación con el Índice de Transición Energética 2020 (ITE), que señala que la mayoría de las naciones están progresando hacia formas de energía más ecológicas [31]. En la misma línea, el Foro Económico Mundial (FEM) exhorta a las naciones a aprovechar la crisis sanitaria para reconsiderar sus métodos de producción, suministro y consumo de energía, e implementar transformaciones que beneficien al medio ambiente. Además, propone que los planes de ayuda para la recuperación económica consideren estrategias a largo plazo y se utilicen para fomentar la transición hacia energías limpias y la adopción de sistemas energéticos equitativos y sostenibles [32]. Teniendo en cuenta los elementos del FEM, los indicadores del ITE y las dificultades presentes en la planificación de los sistemas de distribución eléctrica, es crucial que en Perú seamos parte de este reto de transición hacia la utilización de energías renovables a través de un modelo de planificación en varias etapas de los

sistemas de distribución. Esto permitirá la integración de la generación distribuida en las redes de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales.

La relevancia reside en optimizar las condiciones de existencia de los habitantes de las regiones rurales de Perú, mediante un modelo de planificación que incorpore la Generación Distribuida, esto permite mejoras de los índices de calidad de energía, cargabilidad, pérdidas, entre otros parámetros eléctricos, considerando que los sistemas eléctricos rurales tienen características particularidades como la radialidad de sus redes de media tensión y baja tensión con un reducido consumo de energía eléctrica.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

OG: Desarrollar un modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales que permita optimizar los costos.

1.3.2. Objetivos específicos

Como objetivos específicos, se tienen:

- 1) OE1: Realizar el análisis de conglomerados de las instalaciones de distribución eléctrica de baja tensión para agrupar los sistemas eléctricos rurales.
- 2) OE2: Analizar la demanda eléctrica para determinar la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los sistemas eléctricos rurales.
- 3) OE3: Desarrollar el diseño factorial experimental y métodos aproximados para determinar la ubicación y capacidad óptima de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución en los sistemas eléctricos rurales.
- 4) OE4: Determinar en qué medida las pérdidas de energía se reducen con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.

5) OE5: Determinar en qué medida los niveles de tensión mejoren con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.

6) OE6: Evaluar la viabilidad de la planificación con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión mediante indicadores económicos.

1.3.3. Variables e indicadores

En la siguiente tabla 7, se muestra la operacionalización de variables.

Variable Independiente:

Modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica

Variable Dependiente:

Costos: Costos de Inversión, Costos de Operación y Mantenimiento.

Tabla 7.
Operacionalización de variables.

Definición conceptual de variables	Dimensiones	Indicadores
Variable Independiente	X.1. Conglomerado	N° de grupos
X. Modelo de Planificación Multietapa de los Sistemas de Distribución con Generación Distribuida	X.2. Mercado Eléctrico	KWh
	X.3. Ubicación óptima de GD	kW
	X.4. Pérdidas de Energía	KWh
	X.6. Caída de Tensión	V
	X.7. Evaluación Económica	VAN, TIR
Variable Dependiente	Y.1. Costos de Inversión	USD \$
Y. Costos	Y.2. Costos de Operación y Mantenimiento	USD \$

1.4. Hipótesis

1.4.1. Hipótesis general

HG: Diseñar e implementar un adecuado un modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales que permite optimizar los costos, parámetros de operación, niveles de tensión y pérdidas.

1.4.2. Hipótesis específicas

- 1) HE1: El análisis de conglomerados agrupa adecuadamente las instalaciones de distribución eléctrica de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales.
- 2) HE2: El análisis de la demanda eléctrica determina la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los sistemas eléctricos rurales.
- 3) HE3: El diseño factorial experimental y métodos aproximados determina la ubicación y capacidad óptima de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución en los sistemas eléctricos rurales.
- 4) HE4: La incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución permite reducir las pérdidas de energía.
- 5) HE5: La incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución permite mejorar la caída de tensión.
- 6) HE6: Los indicadores económicos de la planificación con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las rede de baja tensión resultan viables.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Sistemas de distribución eléctrica

Los sistemas de distribución eléctrica comprenden las instalaciones eléctricas principalmente: instalaciones en media tensión, baja tensión, alumbrado público, subestaciones MT/BT, equipos de seccionamiento y protección, a fin de transportar, transformar, operar y proteger el sistema eléctrico. Asimismo, forman partes de la distribución eléctrica las instalaciones no eléctricas (INE) como: oficinas, centros de atención, etc. Los sistemas de distribución abarcan desde las salidas del alimentador hasta el punto antes de la acometida, a efectos de reconocimiento tarifario las celdas de alimentador no formante de estos, figura 15.

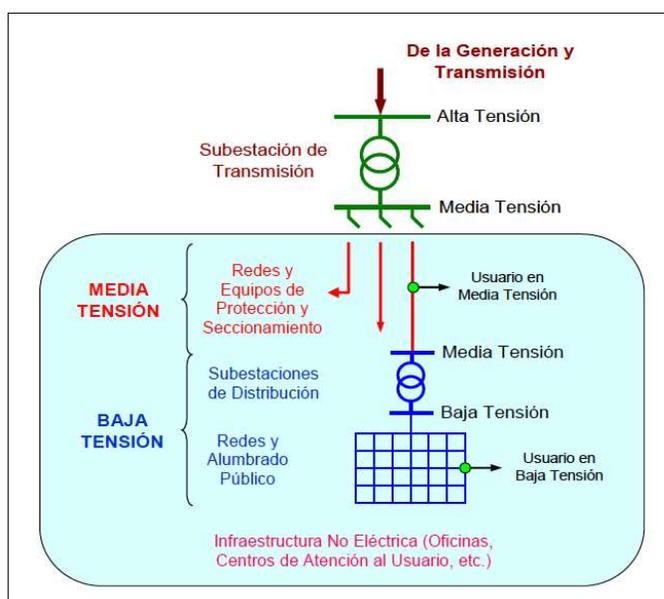


Figura 15. Sistema de Distribución Eléctrica

Fuente: Osinergmin

La compensación para la distribución de electricidad se lleva a cabo a través del Valor Agregado de Distribución (VAD), en términos de una empresa modelo eficaz. El VAD tiene en cuenta un nivel de calidad especificado en las normativas técnicas para la calidad del servicio eléctrico y abarca aspectos como: los costos relacionados con el usuario, pérdidas de distribución estándar y los costos estándar para la inversión, operación y mantenimiento. Además, se añade un cargo relacionado con la innovación tecnológica y/o la eficiencia energética en los sistemas de distribución de electricidad [33].

Por medio de la Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE, se definieron los sectores de distribución típicos, de acuerdo con las siguientes características:

- “Sector de Distribución Típico 1: Sector urbano de alta densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 2: Sector urbano de media y baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 3: Sector urbano-rural de baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 4: Sector rural de baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural” [33].

De acuerdo a [34], aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia. La ubicación de la distribución en un sistema de potencia obsérvese la figura 16.

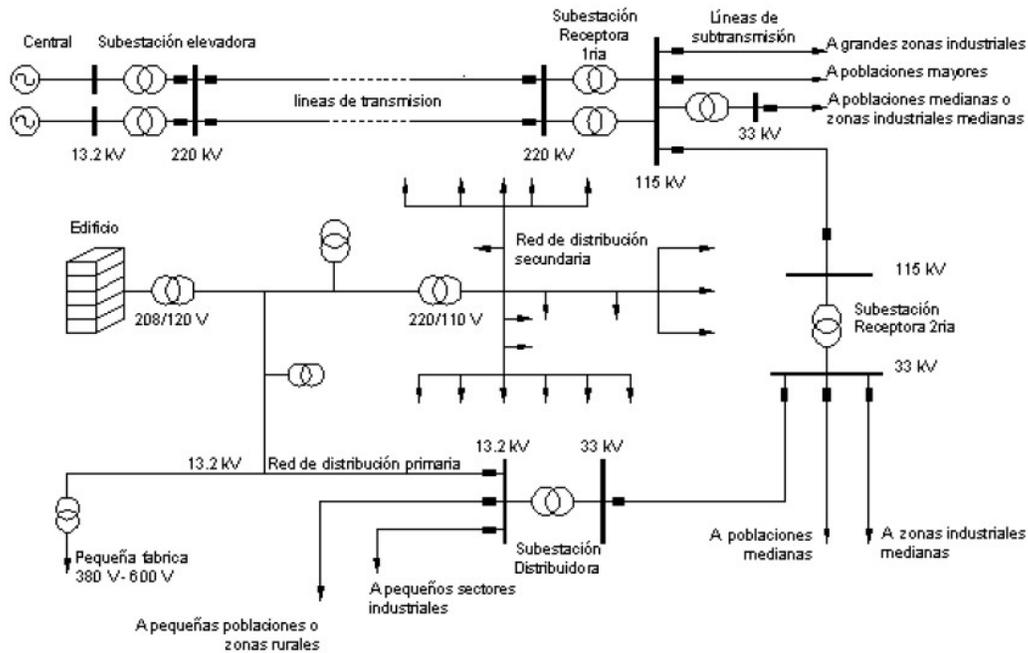


Figura 16. Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.
 Fuente: Redes de Distribución de Energía [34]

Para [35], las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios. Esta definición guarda relación con las características geográficas de acceso difícil en el Perú.

De acuerdo a [36], la tarea de distribución eléctrica tiene el propósito de transportar la energía eléctrica desde el sistema de transmisión hasta todos y cada uno de los consumidores finales del servicio de electricidad. Las redes que componen el sistema de distribución deben ser planificadas de manera que se alcance un balance entre la seguridad del suministro, en términos de poder continuar operando frente a posibles fallos o daños en algunas instalaciones, y la eficiencia, entendida como la minimización de costos.

2.2. Configuración de las redes de distribución eléctrica

La disposición de las redes eléctricas de distribución se determina en base a la clasificación de áreas comunes, la variación de la demanda, el emplazamiento de las fuentes de suministro y las circunstancias geográficas que permitan un funcionamiento y cuidado adecuados, protegiendo la calidad y constancia del aprovisionamiento de electricidad a los consumidores finales en voltajes medios o bajos. Estas disposiciones avanzan en línea con el progreso tecnológico (redes y medidores inteligentes), actualización de las instalaciones, manejo de la demanda y nuevas modalidades de producción de energía en sistemas de distribución (generación distribuida).

2.2.1 Sistemas radiales

Es el más simple y de más bajo costo y, por lo tanto, el más común [34]. El sistema radial convencional, tiene como principal característica que el suministro eléctrico hacia cada unidad de consumo proviene de un solo punto, buscándose la forma más económica de unir a todos los usuarios en la red de distribución [37], figura 17.

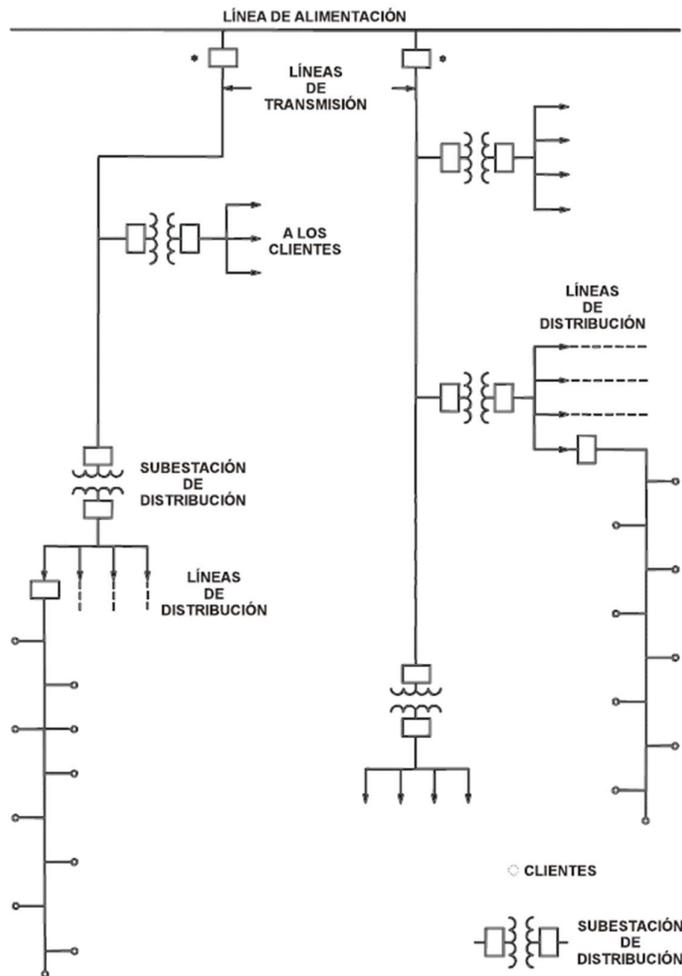


Figura 17. Sistema Radial
 Fuente: Redes de Distribución de Energía [34]

2.2.2 Sistema anillo

Este tipo de configuración de red mejora la confiabilidad del sistema de distribución “**cerrando el circuito**” [36]. Son también llamadas líneas cerradas o líneas alimentadas bilateralmente con tensiones iguales en los extremos [34].

Todos los usuarios conectados al anillo conforman un grupo de n usuarios y cada uno tendrá la misma demanda diversificada pues usan el mismo factor de diversidad [34].

La figura 18, muestra un circuito cerrado alimentado por un solo punto con 5 derivaciones de carga. La potencia S se bifurca en el circuito y se comprende que habrá un punto de carga que se servirá de flujos de carga que provienen de 2 tramos consecutivos [34].

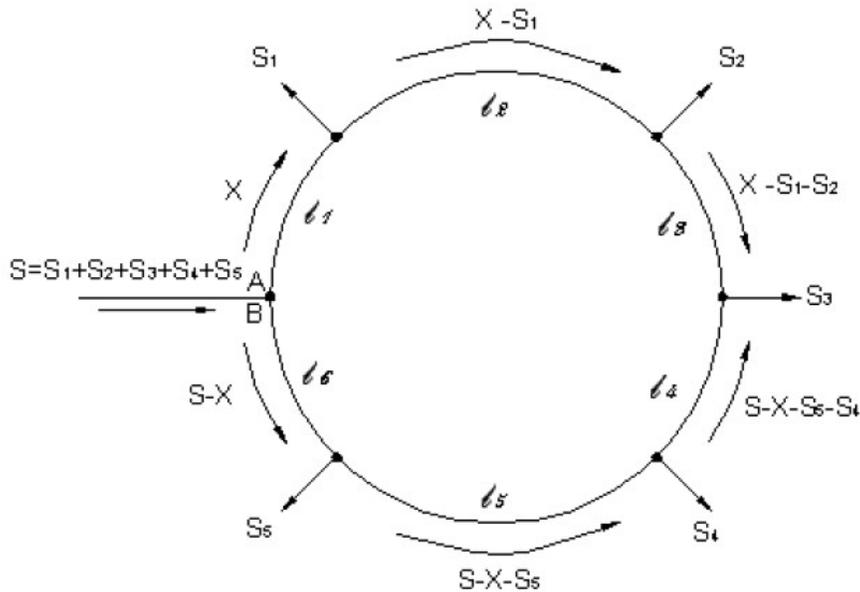


Figura 18. Sistema anillo simple
Fuente: [34]

2.2.3 Sistema enmallado

El método de conexión de malla o en bucle, tiene un costo más elevado que el sistema radial, debido a la necesidad de más equipos. Sin embargo, cualquier posición a lo largo de la línea se beneficia de un servicio bidireccional. En caso de fallo de alguna de estas líneas, el suministro puede ser proporcionado desde una dirección diferente. Para mantener el funcionamiento óptimo, es necesario instalar interruptores a intervalos regulares a lo largo de la malla. Esto permite reparar cualquier sección defectuosa sin necesidad de desmontar una gran porción de la línea de servicio, como se muestra en la figura 19.

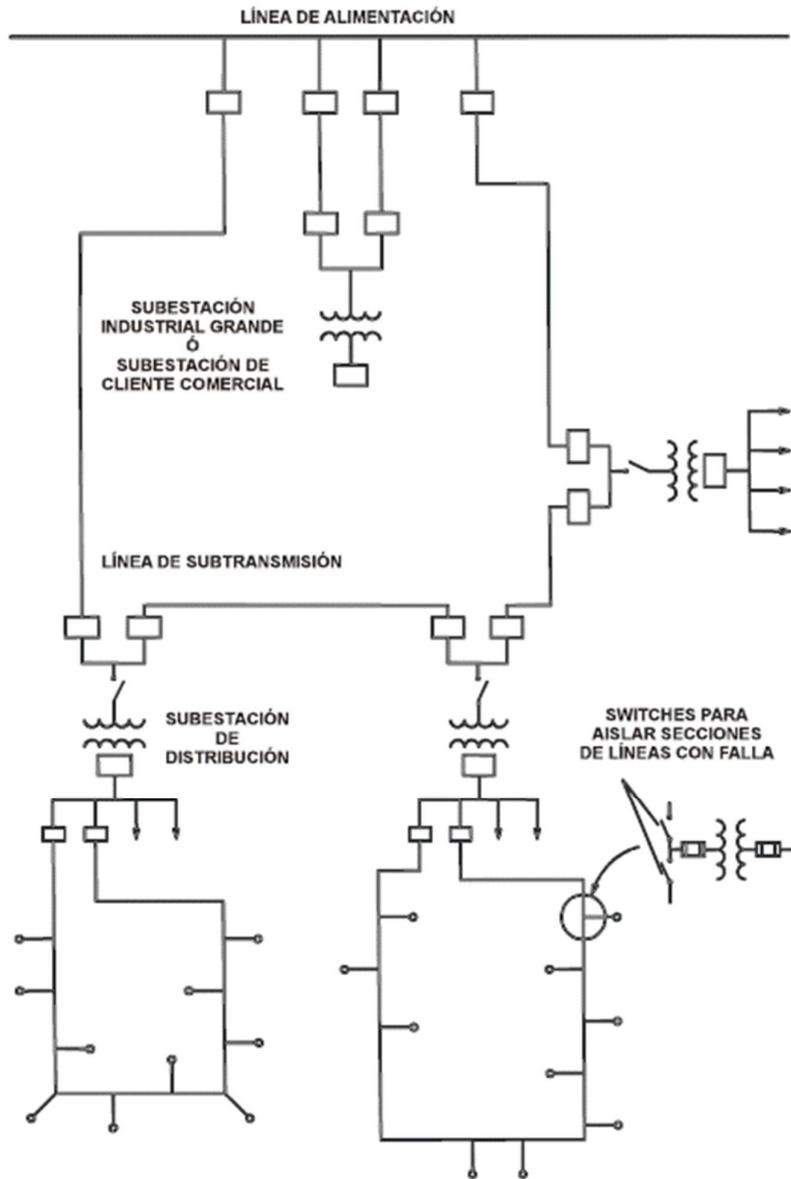


Figura 19. Sistema en malla

Fuente: [38]

Con el fin de optimizar la atención a los clientes de alto valor, se podría implementar una mezcla de los sistemas denominados radiales y en malla. El aspecto radial del sistema proporciona energía a unos pocos clientes domésticos, quienes podrían experimentar interrupciones de servicio bajo cualquier circunstancia de fallo, como se muestra en la figura 20.

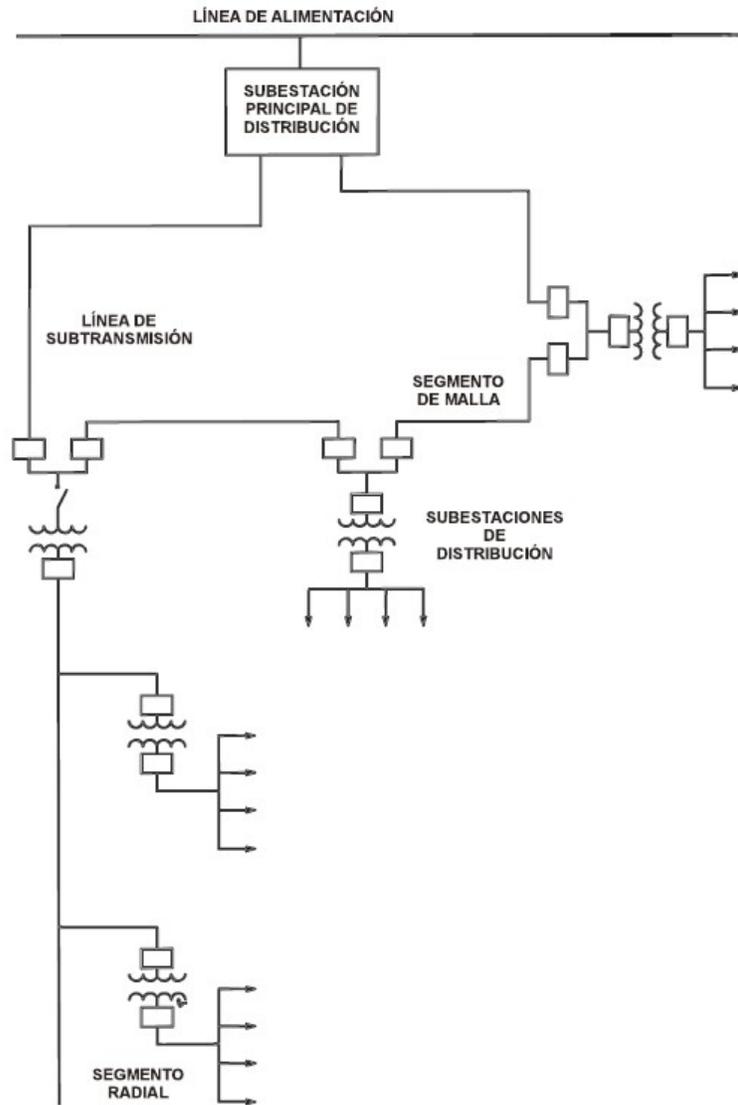


Figura 20. Sistema radial y en malla

Fuente: [38]

2.3. Tipos de distribución eléctrica

La demarcación entre las tareas de transmisión y distribución de energía eléctrica, junto con la manera en que se dividen, cambia en función del país que se esté estudiando. En el caso de Perú, las infraestructuras del sistema de distribución pueden ser de media tensión o de baja tensión, alcanzando un límite de hasta 33 kV.

Según la normativa peruana (Norma Técnica E.C. 010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica), un sistema de distribución se define como “el conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios” [37]. Una estructura de distribución se segmenta principalmente en el subsistema primario de distribución y el subsistema secundario de distribución.

2.3.1. Subsistema de distribución primaria

Este mecanismo conduce la energía eléctrica de media tensión desde la salida de los alimentadores hasta el subsistema de distribución secundaria y/o enlaces para usuarios de gran consumo de energía.

Este es el conjunto de elementos o medios utilizados para llevar energía eléctrica desde una estación de transmisión hasta un centro de transformación de media tensión, el cual podría ser parte de una subestación de distribución (SED) de menor capacidad MT/MT o una SED del tipo MT/BT [35].

2.3.2 Subsistema de distribución secundaria

Las redes secundarias o de baja tensión representan el último vínculo entre la producción y el consumo. El sistema de distribución en baja tensión está formado por alimentadores secundarios que salen del lado de baja tensión de los transformadores de distribución, en cajas de distribución o en los buses de las subestaciones secundarias y que llevan la energía hasta el punto de consumo [35].

En la figura 21, se muestra el subsistema indicado.

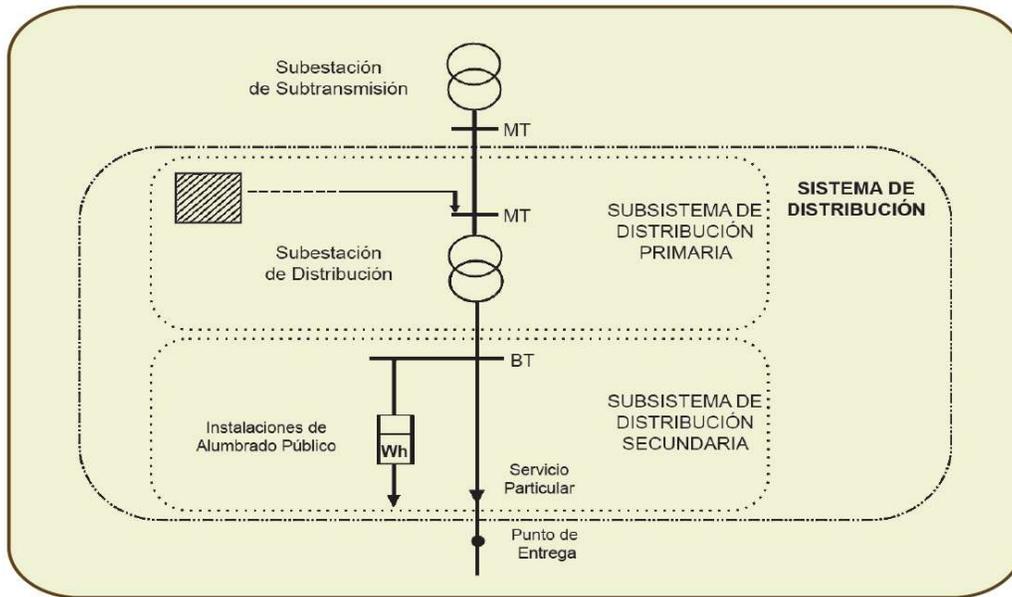


Figura 21. Subsistema de distribución primaria y secundaria.

Fuente: Norma Técnica E.C. 010.

2.4. Determinación de los sectores típicos de distribución eléctrica

El objetivo de la determinación de sectores, como se muestra en la figura 22, para fines regulatorios, es asignar los criterios de optimización (tecnologías y prácticas eficientes) para la evaluación de los sistemas eléctricos de los concesionarios [39]. Además, la identificación de los sectores y la evaluación de la distribución eléctrica son útiles para la implementación de regulaciones asociadas con la provisión del servicio, aplicación de la tarifa, calidad del servicio y para el descuento del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

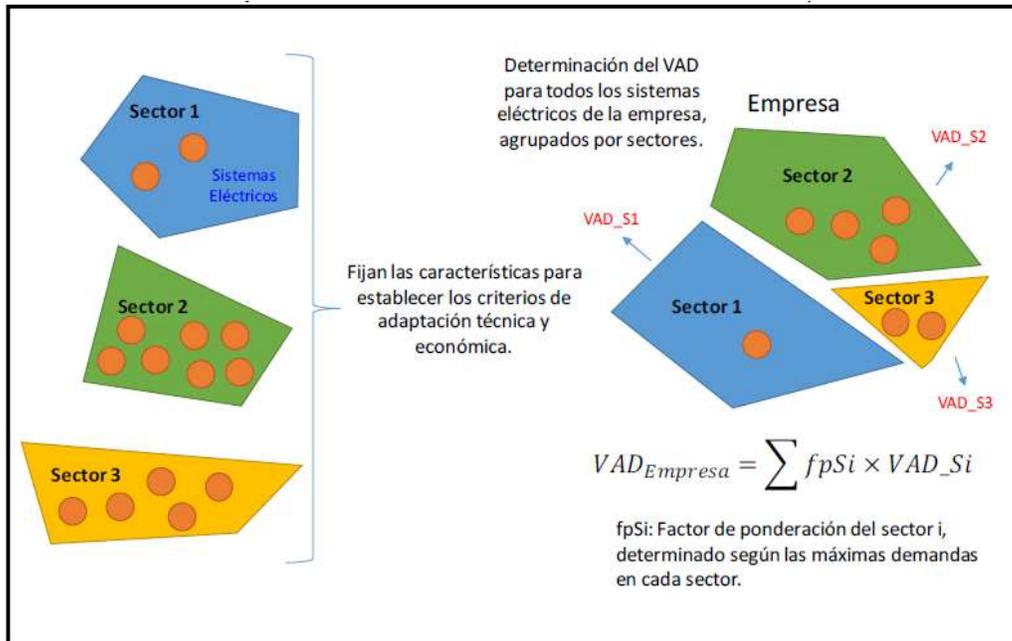


Figura 22. Criterios para optimización de sistemas eléctricos.

Fuente: [39]

Para determinar los sectores típicos de distribución eléctrica se consideran las siguientes variables e indicadores, las variables consideran la información técnica y comercial de los sistemas eléctricos:

- “ KM_{MT} : Longitud de redes de media tensión (MT) en km.
- KM_{BT} : Longitud de redes de baja tensión (BT) del servicio particular (SP) en km.
- $SED_{sCli_{MT}}$: Cantidad de Subestaciones de Clientes MT.
- $SED_{sCli_{BT}}$: Cantidad de Subestaciones de Clientes BT.
- Cli_{MT} : Clientes $_{MT}$.
- Cli_{BT} : Clientes $_{BT}$.
- MW_T : Máxima demanda total del Sistema de Distribución Eléctrica en MW.

Indicadores:

- $I1 = KM_{MT} / (SED_{sCli_{MT}} + SED_{sCli_{BT}})$.
- $I2 = KM_{BT} / KM_{MT}$.
- $I3 = (Cli_{MT} + Cli_{BT}) / MW_T$. [33].

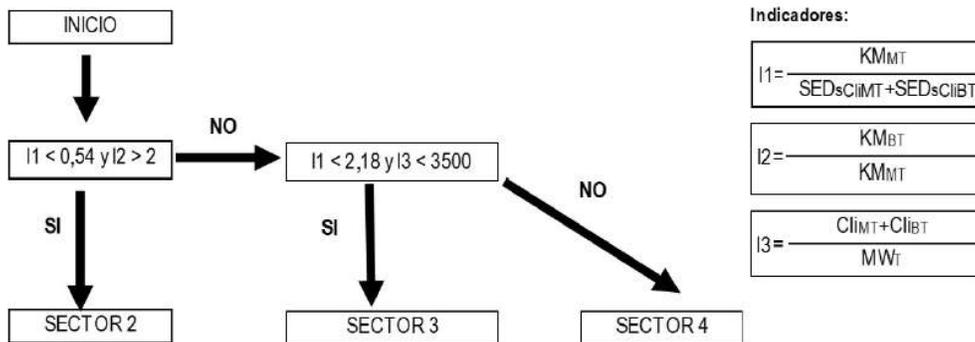
Después, se lleva a cabo el agrupamiento de los sistemas mediante los indicadores I1, I2 e I3, empleando el análisis de conglomerados como técnica estadística, con el objetivo de definir el número de sectores típicos y su estructura en relación a los sistemas de distribución eléctrica. Para establecer el número de sectores, se aplicará el método de agrupamiento jerárquico [39].

Finalmente se determina los sectores típicos:

- “Sector de Distribución Típico 1: Sector urbano de alta densidad de carga conformado por los sistemas de distribución eléctrica Lima Norte y Lima Sur.
- Sector de Distribución Típico 2: Sector urbano de media y baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 3: Sector urbano-rural de baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 4: Sector rural de baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): Sector rural de baja densidad de carga conformado por los SER, calificados como tales de acuerdo con la Ley General de Electrificación Rural “ [39].

Para la evaluación de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se aplicarán los indicadores I1, I2 e I3, siguiendo el flujograma a continuación:

Nivel 1: Calificación



Nivel 2: Validación

Para los sistemas calificados como sector típico 2, si la máxima demanda (MW) es menor o igual a 2 MW, el sistema pasa a ser calificado en el sector típico 3, en caso contrario se mantiene [39]. Para los sistemas calificados como sector típico 3 o sector típico 4, si la máxima demanda (MWT) es mayor a 12 MW y la relación MWT/KMMT es mayor a 0,05 MW/km, el sistema pasa a ser calificado en el sector típico 2, en caso contrario se mantiene [39].

2.5. Planificación de sistemas de distribución eléctrica

La planificación de los sistemas de distribución eléctrica es fundamental para el sostenimiento de las instalaciones eléctricas en el tiempo, debe contemplar el análisis del mercado, diagnóstico, las evaluaciones de sus características técnicas, estado, condiciones de operación y mantenimiento, y finalmente formular alternativas de solución de mínimo costo [40].

Un aspecto importante de la planificación de la distribución es organizar el respaldo de contingencia para los elementos clave del sistema alimentador, de modo que, al volver a cambiar los puntos abiertos y cerrados, el flujo de energía se pueda desviar alrededor de las partes de las subestaciones o alimentadores que no funcionan hasta que se restablezca el servicio. En tales situaciones, la parte del sistema de alimentación que ha "captado" la demanda adicional del cliente lleva más carga que su situación de diseño normal y, por lo tanto, la caída de tensión será mayor que en condiciones normales máximas [40].

Durante el cuarto de siglo posterior a la conclusión de la Segunda Guerra Mundial, los fabricantes y distribuidores estadounidenses pudieron alcanzar los objetivos de mercado, rentabilidad y desempeño sin una atención seria a las necesidades de planificación estratégica de sus empresas. Sin embargo, la década de 1970 trajo consigo una serie de trastornos alimentados por los crecientes costos de la energía, la inflación y la incertidumbre económicas, y la creciente competencia en el extranjero que obligó a las empresas a ir más allá de su enfoque tradicional en la planificación de operaciones [41].

El objetivo de la planificación en la transmisión y distribución eléctrica es proporcionar una expansión ordenada y económica de equipos e instalaciones para satisfacer la futura demanda eléctrica de la compañía eléctrica con un nivel aceptable de confiabilidad [40]. Sin embargo, en un sentido más amplio, la planificación se realiza para que la empresa de servicios públicos pueda cumplir con sus obligaciones y lograr el desempeño y las metas que desea lograr [40].

El diseño de la red de distribución es una de las tareas esenciales para una compañía especializada en distribución eléctrica, teniendo en cuenta el aumento de la demanda, los gastos de inversión, los costos de funcionamiento y conservación, la confiabilidad, la calidad, las pérdidas y la integración de tecnología innovadora. La reducción del costo del sistema de distribución representa un desafío considerable [42].

2.6. Etapas de la planificación de sistemas de distribución

a. Análisis del demanda eléctrica

Este proceso abarca la evaluación de cómo la demanda de electricidad ha cambiado con el tiempo en los sistemas de distribución de energía y cómo se proyecta que cambiará en los próximos 20 años, que es el horizonte de planificación sugerido. También incluye la identificación de cómo se distribuye la carga geográficamente mediante la creación de mapas de densidad de carga para aquellos sistemas que suministran a áreas urbanas. Durante este proceso, se identifican las tendencias, las tasas de crecimiento y las necesidades de demanda para cada sistema de distribución de energía. Además, se establece cómo han evolucionado los niveles de pérdidas y los factores de carga en cada sistema [42].

b. Diagnóstico de los sistemas de distribución eléctrica existentes

El análisis incluye la evaluación de las propiedades del sistema, su estado actual y las condiciones operativas bajo circunstancias normales y de contingencia, para atender tanto la demanda del año base como las demandas anticipadas [42].

En cuanto a las propiedades del sistema, se realiza una evaluación detallada para cada sistema, incluyendo el delta neutro aislado, estrella neutro a tierra, entre otros, la topología de la red, los niveles de tensión, la tecnología empleada en las redes de media y baja tensión, y las subestaciones de distribución eléctrica, el tipo de conductores y cables, la variedad de postes, el tipo de transformadores, la clase de luminarias de alumbrado público, y los tipos de equipos de protección y seccionamiento. Con respecto al estado de

las instalaciones eléctricas de distribución, se evalúa y se describe la antigüedad, el grado de conservación, la estandarización y los niveles de seguridad de las instalaciones para cada sistema [42].

En cuanto al diagnóstico de las condiciones de operación, se realizan simulaciones para cada sistema de las condiciones operativas bajo circunstancias normales y de contingencia, para el escenario de demanda máxima del año base, evaluando los niveles de tensión, los niveles de pérdida de energía y potencia, y los niveles de capacidad de carga [42].

c. Formulación de Alternativas de Inversión

De acuerdo con los hallazgos del estudio de demanda de energía y el diagnóstico de los sistemas actuales, se proponen opciones de inversión que sean compatibles con las instalaciones optimizadas [42]. Estas opciones deben garantizar que la evolución de los sistemas sea la mejor y flexible, capaz de satisfacer el aumento de la demanda, con un nivel de servicio eléctrico adecuado y cumpliendo con las normativas técnicas y de seguridad. Cada opción será analizada desde una perspectiva técnica mediante simulaciones o flujos de carga que calculen la disminución de voltaje, la fiabilidad del suministro y la capacidad de carga de las instalaciones eléctricas. Además, se debe realizar una evaluación económica inicial de las diferentes opciones utilizando indicadores como costo/kW, costo/kWh, costo/usuario y costo/km, comparando estos indicadores con los de proyectos ya ejecutados y en funcionamiento, con el objetivo de eliminar opciones no viables debido a sus altos costos [42].

2.7. Modelos de planificación de sistemas de distribución eléctrica

La planificación se realiza para los siguientes casos:

- ✓ Alimentación en anillo para las cargas.
- ✓ Cumplimiento de calidad y eficiencia, según las normatividades de cada país.

- ✓ Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.
- ✓ Incorporación de nueva tecnología en sistemas distribución.

La dificultad se intensifica cuando, además de los requisitos previos, se busca satisfacerlos minimizando los gastos de inversión, operación y mantenimiento. Esto conlleva, entre otros aspectos, responder a qué debe ser la ruta radial óptima para el funcionamiento del sistema. Este desafío, a menudo no lineal, es lo que se conoce comúnmente como "reconfiguración de redes" [42]. Existen tres posibles necesidades de realizar la planificación:

- ✓ "Planificación de un nuevo sistema.
- ✓ Expansión de un sistema ya existente.
- ✓ Planificación de operación" [42].

El primer escenario implica una inversión significativa, aunque su planificación es la más sencilla y menos frecuente. La forma más habitual de planificación es la ampliación de un sistema ya establecido, en la que la demanda aumenta y se añaden nuevas cargas residenciales, comerciales e industriales [42]. Este tipo de planificación presenta más complejidades debido a:

- i. Las nuevas rutas, emplazamientos y el aumento de las cargas existentes están restringidos por motivos prácticos, operacionales, medioambientales y sociales.
- ii. Cuando se comienza con un sistema preexistente, las opciones de mejora son muy diversas.

La planificación operativa establece el patrón de configuración para la operación de un sistema ya construido, con el objetivo de que este sistema cumpla con los requisitos de caída de tensión y carga, minimizando las pérdidas [42].

Existen dos modelos generales de diseño óptimo en función del tiempo de planificación, el primero es el Mono-etapa, donde el diseño óptimo se realiza con una

demanda específica para un periodo concreto, el segundo es el Modelo Multi-etapa, en el que se consideran diferentes fases y se determina la demanda en diferentes momentos, teniendo en cuenta las distintas restricciones técnicas y normativas, este modelo es más difícil de formular, y es el que se propone en la presente investigación.

Los modelos para la planificación son algoritmos matemáticos o heurísticos. Los modelos matemáticos de optimización emplean un proceso de cálculo para resolver la formulación matemática precisa del problema [42]. Estos modelos se enfrentan a las siguientes dificultades:

- La fuente no-linealidad.
- La incertidumbre que la carga demanda.
- El uso de variables discretas.

Los Modelos heurísticos de optimización generan, evalúan, y seleccionan las opciones de expansión, haciendo búsquedas locales siguiendo reglas empíricas y/o sensibilidades usadas para generar y para clasificar las opciones durante la búsqueda. El proceso se detiene cuando el algoritmo ya no es capaz de encontrar un plan mejor. El método heurístico puede considerar los costes de inversión, sobrecargas, y energía no suministrada. El único inconveniente es que estos modelos no pueden garantizar de manera absoluta obtener el óptimo plan de expansión de distribución [42]. Entre los modelos heurísticos se tienen: Algoritmo genético, Recocido simulado, Sistema de Colonia de Hormigas y Búsqueda tabú. Los modelos matemáticos, Branch & Bound y Punto Interior.

2.8. Generación distribuida fotovoltaica (GDF)

La incorporación de unidades de Generación Distribuida (GD) en las redes de distribución eléctrica ejerce un fuerte impacto en el funcionamiento, estabilidad y protección de los sistemas. Estos impactos varían según las ubicaciones seleccionadas, los tamaños y los

tipos de unidades de GD. Como la mayoría de las pérdidas en todos los sistemas de energía normalmente se disipan en las redes de distribución eléctrica, es importante considerar los impactos de la GD en las pérdidas al asignar las unidades de GD [43].

Las plantas generadoras pequeñas, referidas comúnmente como unidades de generación distribuida, generación descentralizada, generación dispersa y generación integrada, se vinculan directamente con la red de distribución o se ubican en el lugar del cliente del medidor. En la década reciente, se ha observado un incremento global en la penetración de recursos de generación distribuida (GD) tanto renovables como no renovables, impulsada por políticas nacionales e internacionales destinadas a incrementar la cuota de fuentes de energía renovable y unidades de electricidad y calor combinadas de alta eficiencia para minimizar el efecto invernadero, las emisiones de gases y atenuar el calentamiento global [44]. Aparte de los beneficios medioambientales, los GD favorecen la implementación de políticas energéticas competitivas, diversifican las fuentes de energía, disminuyen los costes operativos en horas de alta demanda, postergan las actualizaciones de la red, reducen las pérdidas y los costes de transmisión y distribución, y potencialmente mejoran la calidad del servicio al consumidor final [44].

El propósito de todo sistema off-grid es favorecer a la comunidad local de múltiples formas, particularmente a las más desfavorecidas en los países en vías de desarrollo. Tales beneficios pueden comprender el bombeo de agua, utilizada en el contexto de una aldea y/o medio agrícola, la producción de electricidad para iluminación, calefacción y cocina, labores de procesamiento agrícola, tales como aventar, trillar, moler y eliminar agua salina (bombeo). Son solo algunos ejemplos, dado que existen numerosas otras aplicaciones, pero en particular, se requiere un suministro eléctrico constante y regular para asistir a la población local, incluyendo los negocios y las industrias [45].

2.9. GDF en media tensión

La tarea de designar unidades de Generación Distribuida (GD) en las redes de distribución eléctrica de Media Tensión (MT) es considerada un asunto de relevancia para quienes planifican el sistema. La finalidad de la asignación idónea de GD es identificar las ubicaciones más adecuadas y los tamaños ideales de GD para perfeccionar el rendimiento de la red. Recientemente, se han presentado muchos métodos en la literatura para resolver el problema de asignación óptima de DG en redes [45]. Estos métodos se clasifican de la siguiente manera:

- i. Basado en métodos numéricos
- ii. Basado en métodos heurísticos
- iii. Basados en métodos analíticos

2.10. GDF en baja tensión

Una microrred se puede definir como una red eléctrica de pequeños generadores modulares distribuidos (microgeneradores). Sus principales componentes suelen ser sistemas fotovoltaicos, pilas de combustible, microturbinas o pequeños generadores eólicos. La microrred también incluye dispositivos de almacenamiento de energía y cargas controlables. La mayoría de estos microgeneradores están conectados al circuito de la microrred a través de convertidores electrónicos de potencia [46].

Una microrred tiene la capacidad de funcionar tanto en modo vinculado a la red como en modo aislado, lo que a su vez mejora la fiabilidad del abastecimiento energético al poder desvincularse de la red de distribución principal ante posibles fallos en la red o disminución de la calidad energética. También puede reducir las pérdidas de transmisión y distribución al suministrar cargas de generación local [46].

2.11. Marco normativo de la generación distribuida fotovoltaica

- i. Ley N° 28832 (23/07/2006) – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. Menciona a la generación distribuida como: Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica [47].
- ii. Decreto Legislativo N° 1221 (24/09/2015) – Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú [25].

Generación distribuida:

Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado [25].

La potencia máxima señalada en el numeral anterior, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que permitan la generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre generación distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas [25].

- iii. Resolución Ministerial N°292-2018-MEM//DM (02/08/2018) - Autorizan publicación de proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida [26].

De acuerdo a la Ley N° 28832 y el Decreto Legislativo N° 1221, corresponde disponer la publicación del proyecto de Decreto Supremo que aprueba el

Reglamento de Generación Distribuida y su Exposición de Motivos, en el portal institucional del Ministerio de Energía y Minas [26].

2.12. Marco conceptual

Demanda de energía eléctrica

La necesidad de energía de los clientes en las redes de suministro eléctrico está en constante cambio, ya que las actividades humanas siguen patrones diarios, semanales y mensuales. La demanda de energía suele ser más alta durante el día y las primeras horas de la noche cuando las cargas industriales son elevadas, las luces están prendidas, etc., y disminuye desde la tarde hasta las primeras horas de la mañana, período en el que la mayor parte de la población duerme [40]. Estimar la carga del sistema de distribución esperada en algún momento en el futuro es una tarea importante para satisfacer exactamente cualquier carga de la red en cualquier momento que ocurra [48].

Conglomerados

La clasificación, en su sentido más amplio, es necesaria para el desarrollo del lenguaje, que consiste en palabras que nos ayudan a reconocer y discutir los diferentes tipos de eventos, objetos y personas [49].

Hasta este punto, el término conglomerado, grupo y clase se han utilizado de manera totalmente intuitiva sin ningún intento de definición formal. De hecho, resulta que la definición formal no solo es difícil, sino que incluso puede estar fuera de lugar, por ejemplo, ha sugerido que el último criterio para evaluar el significado de tales términos es el juicio de valor del usuario [50]. Si el empleo de una expresión como "Cluster" genera una respuesta de interés para el científico, eso es todo lo que se necesita.

Análisis de conglomerados

Por supuesto, el desafío radica en que, en la mayoría de las circunstancias, el investigador no tiene conocimiento previo de la configuración de los datos. Después de todo, el objetivo

del análisis de grupos es asistir en la revelación de cualquier estructura existente. Esto conlleva el riesgo de entender todas las soluciones de agrupamiento bajo la premisa de la presencia de diferentes grupos (naturales). El investigador puede entonces "ignorar" convenientemente la posibilidad de que la clasificación producida por un análisis de conglomerados sea un artefacto del método y que en realidad esté imponiendo una estructura a sus datos en lugar de descubrir algo sobre la estructura real [49].

Las técnicas de análisis de conglomerados se ocupan de explorar conjuntos de datos para evaluar si se pueden resumir o no de manera significativa en términos de un número relativamente pequeño de grupos o conglomerados de objetos o individuos que se parecen entre sí y que son diferentes en algunos aspectos de los individuos de otros conglomerados [49].

Calidad de los servicios eléctricos

La calidad de los servicios eléctricos se determina únicamente por la calidad del producto, el suministro, el servicio al cliente y la iluminación pública proporcionada por un proveedor a sus clientes. La evaluación de la calidad del producto proporcionado al cliente se realiza mediante el análisis de las violaciones de las tolerancias en los niveles de voltaje, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. La calidad del suministro se refiere a la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, en función de las interrupciones del servicio. La calidad del servicio al cliente se evalúa en tres subcategorías: atención al cliente, recursos disponibles para el cliente y precisión de la medición de la energía facturada [51]. La calidad de la iluminación pública se refiere a la longitud de las secciones de las vías públicas que no cumplen con los niveles de iluminación especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 [51].

Cargabilidad

Un aspecto importante de la planificación de la distribución es organizar el respaldo de contingencia para los elementos clave del sistema alimentador, de modo que, al volver a

cambiar los puntos abiertos y cerrados, el flujo de energía se pueda desviar alrededor de las partes de las subestaciones o alimentadores que no funcionan hasta que se restablezca el servicio. En tales situaciones, la parte del sistema de alimentación que ha "captado" la demanda adicional del cliente lleva más carga que su situación de diseño normal lo que se denomina cargabilidad y, por lo tanto, la caída de tensión será mayor que en estas condiciones [40].

Pérdidas de energía

Las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas (amperios), están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas [34]. Las pérdidas en un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia, y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas; el de las pérdidas de energía es el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas generadores (o puntos de compra de energía en bloque), hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución [34].

SAIDI

El índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido [52]. Comúnmente se mide en minutos u horas de interrupción [52]. Se expresa de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes atendidos}} \quad (1)$$

SAIFI

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido [52]. Matemáticamente, esto se da en siguiente ecuación.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupcion de clientes}}{\text{Número total de clientes atendidos}} \quad (2)$$

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

3.1. Modelo de planificación

El modelo multietapa general de la planificación para la incorporación de generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales, comprenden las seis etapas indicadas en la figura 23:

- Etapa 1 donde el modelo inicia con la etapa de procesamiento y validación de datos de los sistemas eléctricos de distribución rural.
- Etapa 2 corresponde a la optimización de agrupamientos utilizando el método de análisis de clustering o análisis de conglomerados.
- Etapa 3 análisis de la demanda eléctrica para obtener una tasa de crecimiento de los sistemas representativos y caracterización de la carga.
- Etapa 4 Localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión.
- Etapa 5 corresponde a la evaluación técnica de las alternativas de solución con DG en el horizonte de planificación.
- Etapa 6 comprende evaluación económica de las alternativas de solución con y sin DG, y finalmente la selección de la solución óptima (de mínimo costo).

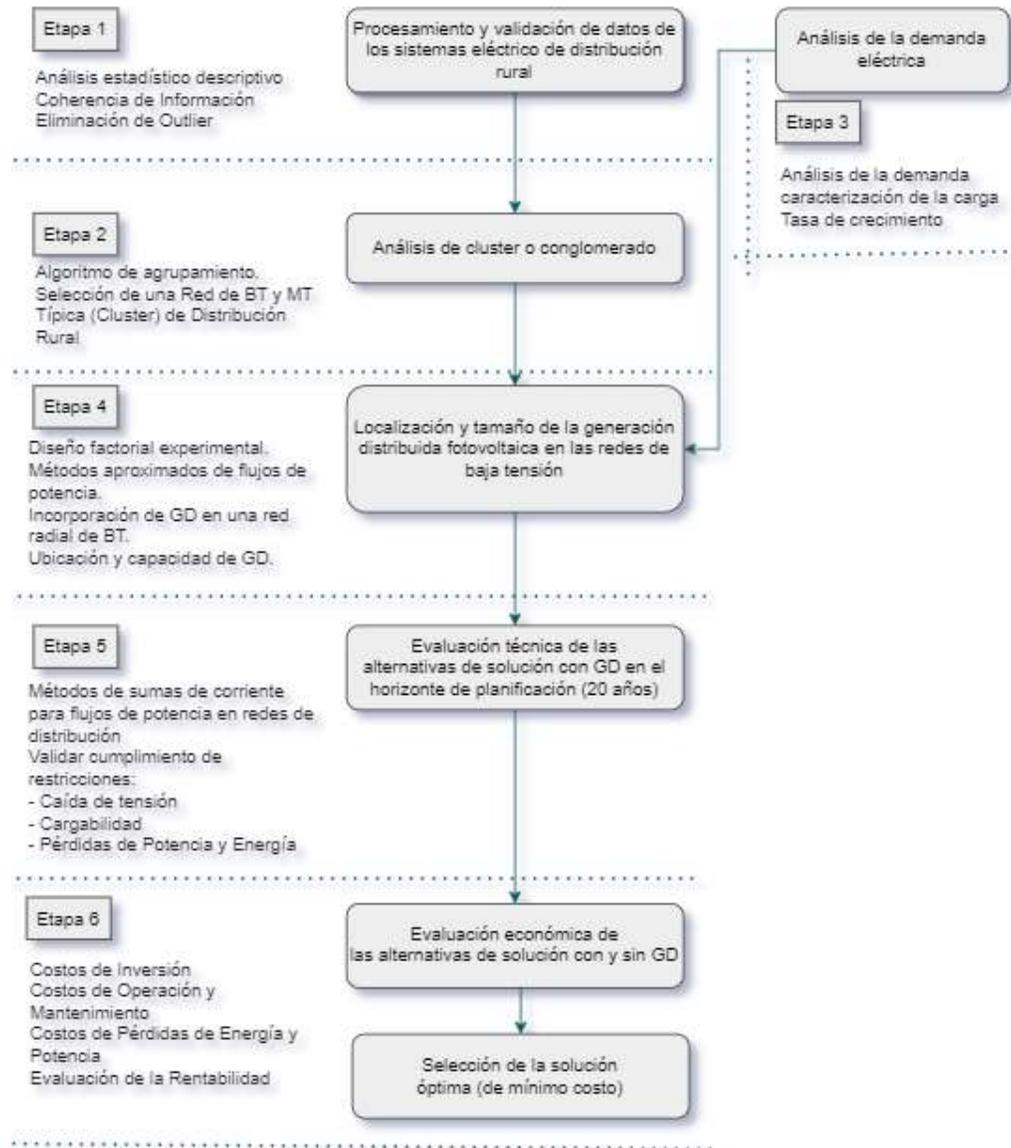


Figura 23. Modelo multietapa general de la planificación para la incorporación de generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales.

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Etapa 1: Procesamiento y validación de datos de los sistemas eléctricos de distribución rural

La gestión y confirmación de datos implica llevar a cabo un examen estadístico de la información técnica de los datos de los sistemas eléctricos, detectando valores inusuales,

datos extraños o hallazgos anómalos, figura 24. Una de las técnicas para examinar datos es el análisis multivariado, que, en términos generales, se refiere a todas las estrategias estadísticas que evalúan de manera simultánea múltiples medidas de cada sujeto u objeto en estudio.

Si bien el análisis multivariado se basa en la estadística univariada y bivariada, su expansión al ámbito multivariado aporta conceptos y problemáticas adicionales. Estos conceptos llevan desde el requisito de una comprensión conceptual del elemento fundamental del análisis multivariado, es decir, el valor teórico, hasta las cuestiones específicas sobre los tipos de escalas de medición empleadas y los resultados estadísticos de las pruebas de significación y los intervalos de confianza [53].

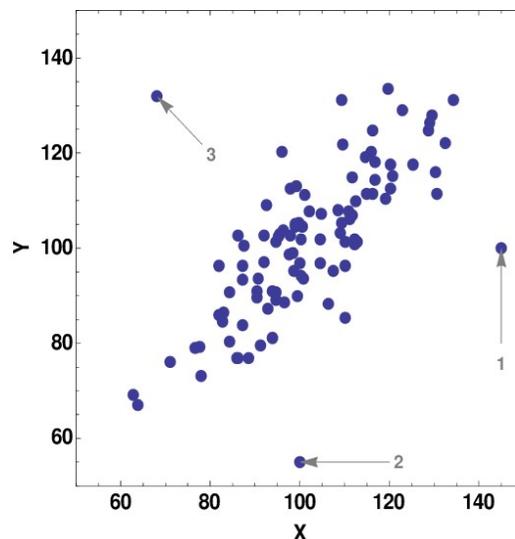


Figura 24. Ejemplos de varios valores atípicos encontrados en el análisis de regresión. El caso 1 es un valor atípico con respecto a X. El caso 2 es un valor atípico con respecto a Y. El caso 3 es un valor atípico con respecto a X e Y.

Fuente: www.researchgate.net

3.3 Etapa 2: Análisis de cluster o conglomerado

El análisis de agrupamiento o clustering es ampliamente utilizado en la clasificación de información, se asume que los ejemplos del conjunto de entrenamiento se agrupan de manera natural en subconjuntos básicamente. El objetivo de este tipo de técnicas es conocer e identificar esos subconjuntos. Distintos supuestos sobre la fuente de los datos llevan a las diferentes técnicas para descubrir agrupaciones en los datos. La finalidad de

estas técnicas es básicamente descriptiva, aunque, una vez identificado un agrupamiento, es posible incorporar nuevos ejemplos de manera sencilla al subconjunto que corresponda [54].

Un problema de análisis de agrupamiento se define dado un conjunto de variables descriptoras, (X_1, \dots, X_V) , que describen los casos del problema que se quiere abordar. Un ejemplo de problema es un vector de tamaño v que asigna un valor a cada variable descriptora, (x_1, \dots, x_v) . A partir de un conjunto de datos, $D = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, donde cada fila es un ejemplo del problema de interés, se aprende el agrupamiento, es decir, una serie de subconjuntos (clústeres) de ejemplos que divide los ejemplos del conjunto de entrenamiento D . El objetivo es aprender la mejor división del conjunto de entrenamiento D en subconjuntos de acuerdo con cierto criterio [54].

3.3.1 Análisis de agrupamientos

“Los métodos de análisis de grupos clasifican grupos de casos o elementos, en base a criterios cualitativos o cuantitativos (distancias o similitudes). A veces, en lugar de los casos, se forman grupos con las variables” [55].

El análisis de agrupamiento tiene por objetivo principal conseguir subgrupos homogéneos de ejemplos que manifiestan diferencias relevantes con los ejemplos de otros subgrupos. Cuando el concepto de homogeneidad de los ejemplos en el mismo agrupamiento y el de diferencia con los ejemplos de otros agrupamientos se difuminan, es común recurrir a una jerarquía de agrupamientos. Esta jerarquía, aparte de la información de disimilitud o similitud entre elementos, también da información sobre las diferencias entre agrupamientos o clústeres [54].

La mayoría de algoritmos de agrupamiento asignan cada uno de los casos del conjunto de entrenamiento a un agrupamiento sin tener en cuenta la existencia de un modelo probabilístico que describa la generación de los casos. Dado un número de agrupamientos,

K , cada caso se asigna a una única partición. Se asume la existencia de una función C^* (mapeo $n a 1$) que asigna cada ejemplo a un agrupamiento, $k = C^*(X_i)$.

A partir de esto, se puede definir el problema de agrupamiento como un problema de optimización. El objetivo es encontrar una función C que aproxime la función de asignación original (desconocida), C^* , minimizando cierta función de pérdida. Por ejemplo, tal y como se comentaba anteriormente, se puede estar interesado en minimizar la distancia entre los elementos de un mismo agrupamiento. Es decir, se buscan clústeres compactos [54]. En este caso, la función que hay que minimizar, conocida como dispersión intraclúster, es:

$$I(C) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i:C(x_i)=k} \sum_{i':C(x_{i'})=k} d(x_i, x_{i'}) \quad (3)$$

De manera alternativa, se podrá buscar que los diferentes agrupamientos estén separados entre sí. En este caso, el objetivo sería maximizar la función de dispersión interclúster:

$$O(C) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i:C(x_i)=k} \sum_{i':C(x_{i'}) \neq k} d(x_i, x_{i'}) \quad (4)$$

De hecho, ambos objetivos son equivalentes. Nótese que, dada una función C , la distancia total entre todos los pares de elementos del conjunto de entrenamiento (constante) puede expresarse de la siguiente manera:

$$T = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{i'=1}^n d(x_i, x_{i'}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i:C(x_i)=k} (\sum_{i':C(x_{i'})=k} d(x_i, x_{i'}) + \sum_{i':C(x_{i'}) \neq k} d(x_i, x_{i'})) \quad (5)$$

$$T = I(C) + O(C)$$

Así, dado que $I(C) = T - O(C)$, minimizar la función I es equivalente a maximizar la función O .

El problema radica en que la búsqueda de la función C que optimiza la función de pérdida elegida no se puede realizar mediante una exploración exhaustiva de todas las posibles asignaciones de elementos a clústeres [54]. El recuento de las asignaciones potenciales corresponde a un número de Stirling de la segunda clase:

$$S(n, K) = \frac{1}{K!} \sum_{k=1}^K (-1)^{K-k} \binom{K}{k} k^n \quad (6)$$

Este número es exponencial en el número de agrupamientos y de ejemplos de entrenamiento, véase la figura 25. Por ello, la búsqueda exhaustiva se convierte en inalcanzable incluso para conjuntos de entrenamiento pequeños. Ante este problema, es habitual recurrir a técnicas heurísticas que simplifiquen la búsqueda.

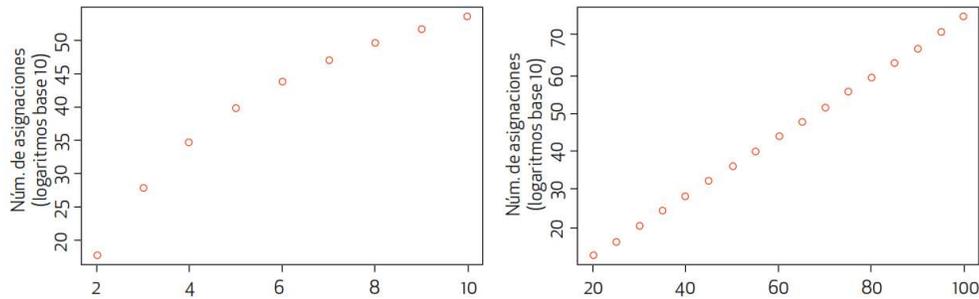


Figura 25. Número de asignaciones posibles según el número de ejemplos (n) y el número de clústeres (K) en escala logarítmica.

En la figura de la izquierda, fijado el número de ejemplos en $n = 60$, se varía K. En la figura de la derecha, fijado el número de clústeres en $K = 6$, se varía n.

Como se puede inferir de la discusión previa, los conceptos de similitud y disimilitud son básicos a la hora de definir el objetivo de un problema de agrupamiento. De hecho, la elección de la métrica de distancia (disimilitud) determina el resultado del agrupamiento [54].

3.3.2 Medidas de similitud y distancia

El término genérico de proximidades se utiliza para referirse a un conjunto de medidas que determinan si dos o más elementos están cerca o lejos en función de una o más variables. La semejanza y la distancia se miden en base al valor de una o más variables. Según ciertas variables, dos instancias pueden ser muy próximas, mientras que según otras pueden ser muy distantes [54]. Por ejemplo, dos individuos hipertensos, serán cercanos

en cuanto a los valores de la tensión arterial y pueden ser muy lejanos en cuanto a su nivel económico [55].

A la hora de medir y comparar la similitud o disimilitud entre objetos y/o grupos, existe una amplia bibliografía sobre diferentes medidas con diferentes características que responden a diferentes necesidades. En esta sección, se hará un repaso de las medidas de disimilitud o similitud más habitualmente empleadas en problemas de análisis de agrupamiento [54].

Probablemente, la medida de distancia entre dos puntos más común es la distancia euclidiana:

$$d(x_1, x_2) = \sqrt{\sum_{j=1}^V (x_{1j} - x_{2j})^2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^T (x_1 - x_2)} \quad (7)$$

La distancia euclidiana, que mide la distancia lineal entre dos puntos, se integra en la familia de distancias conocida como la norma p, que generaliza la distancia euclidiana para todos los valores de $p \geq 1$:

$$d_p(x_1, x_2) = \|x_1 - x_2\|_p = \left(\sum_{j=1}^V |x_{1j} - x_{2j}|^p \right)^{1/p} \quad (8)$$

Esta generalización produce un número infinito de medidas de disimilitud, que han sido usadas en diferentes aplicaciones según su idoneidad. Aparte de la distancia euclidiana, otras distancias derivadas de la norma p (figura 26) son habituales en esta área:

- Rectilínea ($p = 1$): $d(x_1, x_2) = \sum_{j=1}^V |x_{1j} - x_{2j}| = \|x_1 - x_2\|_1$
 - Euclidiana ($p = 2$).
- Máximo ($p = \infty$): $d(x_1, x_2) = \max_{j \in \{1, V\}} |x_{1j} - x_{2j}| = \|x_1 - x_2\|_\infty$

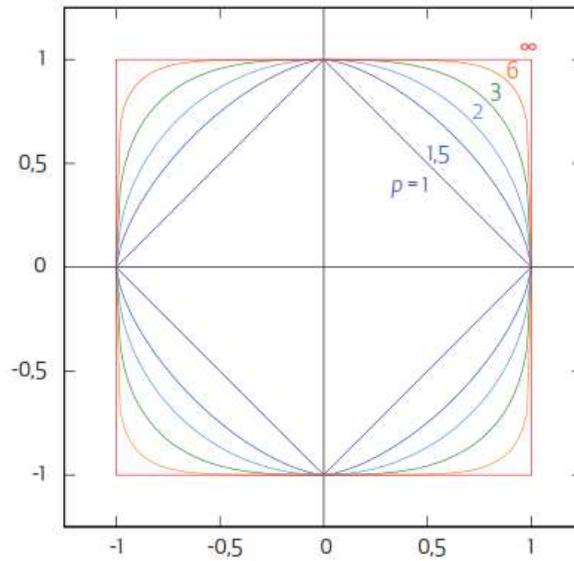


Figura 26. Circunferencia unitaria en diferentes instanciaciones de la norma p en un escenario de dos componentes o variables.
 Fuente: Por Cmglee bajo licencia CC BY-SA 3.0. Recuperado de https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Vector-p-Norms_qtl1.svg

La distancia Mahalanobis es especialmente útil cuando se quiere tener en cuenta la dependencia entre variables:

$$d(x_1, x_2) = \sqrt{(x_1 - x_2)^T \Sigma^{-1} (x_1 - x_2)} \quad (9)$$

Incluyendo la matriz de covarianzas, R, se consigue tener en cuenta la varianza de cada variable y las relaciones entre estas. Si solo se contempla la varianza de cada variable de manera independiente, desestimando posibles dependencias entre variables, la distancia Mahalanobis [54], se puede expresar de la siguiente manera:

$$d(x_1, x_2) = \sqrt{\sum_{j=1}^v \left(\frac{x_{1j} - x_{2j}}{\sigma_j} \right)^2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^T S^{-1} (x_1 - x_2)} \quad (10)$$

En la fórmula anterior, σ_j es la desviación típica de la j-esima variable y S es la matriz diagonal que tiene $S_{jj} = \sigma_j, \forall j = \{1, \dots, v\}$ (y $S_{jj'} = 0, \forall j \neq j'$). Esta distancia, concretamente, es la distancia euclidiana estandarizada. Nótese que, si se usa $\sigma_j = 1$ para

todas las variables, es decir, la matriz S es la matriz identidad, la distancia de Mahalanobis se convierte en la distancia euclidiana. En otras palabras, la distancia euclidiana es equivalente a la de Mahalanobis si se asume que todas las variables son independientes y tienen la misma varianza [54].

Cuando se quiere establecer una distancia entre casos que se describen por medio de variables categóricas, las medidas de distancia que se han explicado hasta ahora no pueden aplicarse. En este caso, y aunque pueda parecer una opción extrema, es habitual en esta área del conocimiento considerar la mínima distancia (0) cuando el valor es coincidente y la máxima (1) en cualquier otro caso. La medida se definiría, para una variable [54], de la siguiente manera:

$$d_j(x_{ij}, x_{i'j}) = \begin{cases} 0 & \text{si } x_{ij} = x_{i'j} \\ 1 & \text{si } x_{ij} \neq x_{i'j} \end{cases} \quad (11)$$

Cuando las variables son binarias, existen otras muchas alternativas. Una de las más populares es el coeficiente de Jaccard, una medida de similitud entre vectores de variables binarias que aplica la ratio entre el número de variables donde el valor (positivo) coincide y el número de variables donde al menos uno de los ejemplos toma valor positivo [54].

$$S(x_1, x_2) = \frac{|j \in \{1, \dots, v\} : x_{1j} = 1 \wedge x_{2j} = 1|}{|j \in \{1, \dots, v\} : x_{1j} = 1 \vee x_{2j} = 1|} \quad (12)$$

3.3.3 Algoritmos de agrupamiento basados en particiones

Muchos algoritmos de agrupamiento hacen uso de un centro o centroide para representar cada agrupamiento. En este contexto, el agrupamiento es la asignación de cada ejemplo en el conjunto de entrenamiento a uno de los centros o centroides o representantes. A lo largo de esta sección se abordan diferentes algoritmos de agrupamiento basados en particiones. Entre ellos, se estudiará el algoritmo K-means (K-medias en español), que es probablemente el algoritmo de agrupamiento más popular [54].

a. K-means

El popular algoritmo K-means es un método iterativo que inicialmente crea K clústeres y reconsidera la asignación de ejemplos a los K clústeres en cada iteración hasta que se llega a la convergencia (cuando ningún ejemplo cambia de clúster). Concretamente, está diseñado para trabajar con variables descriptivas continuas y usa la distancia euclidiana al cuadrado para calcular la disimilitud entre elementos [54].

Está basado en la idea de que, dado un conjunto de vectores medios, $\{\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_K\}$, la dispersión intracluster puede expresarse como se muestra a continuación:

$$I(C) = \sum_{k=1}^K N_k \cdot \sum_{x_i: C(x_i)=k} \|x_i - \bar{x}_k\|^2 \quad (13)$$

En la fórmula anterior, \bar{x}_k es el vector medio (centro) asociado al k-ésimo clúster y N_k es el número de ejemplos asignados a ese clúster. Así, el objetivo de optimización puede reinterpretarse como la asignación de los ejemplos del conjunto de entrenamiento a los K agrupamientos, de tal manera que la disimilitud media de los ejemplos con respecto al centro de sus respectivos clústeres se minimice. En ese sentido, el objetivo se puede expresar de la siguiente manera:

$$\underset{C; \{\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_k\}}{\operatorname{argmin}} \sum_{k=1}^K N_k \cdot \sum_{x_i: C(x_i)=k} \|x_i - \bar{x}_k\|^2 \quad (14)$$

Nótese que son dos los parámetros que se obtienen de este proceso de optimización: la función de asignación, C, y el conjunto de centros final $\{\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_k\}$. El método K-means propone un algoritmo iterativo que busca los valores que optimizan, por separado, aunque de manera consecutiva, los dos parámetros. Como puede verse en el pseudocódigo de la tabla 8, se alterna la asignación de los ejemplos del conjunto de entrenamiento a cada centro con la reestimación de los nuevos centros [54].

K-means

Recibe: conjunto de entrenamiento, $\{x_1, \dots, x_n\}$; número de clústeres, **K**.

1. Elegir (aleatoriamente) **K** puntos del conjunto de entrenamiento como centros, $\{\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_k\}$.
 2. Asignar cada ejemplo x_i al clúster del centro más cercano: $C(x_i) = \underset{k \in \{1, \dots, K\}}{\operatorname{argmin}} \|x_i - \bar{x}_k\|^2$.
 3. Para cada clúster **k**, recalcular su centro: $\bar{x}_k = \underset{x}{\operatorname{argmin}} \sum_{x_i: C(x_i)=k} \|x_i - \bar{x}_k\|^2$.
 4. Iterar los pasos 2 y 3 hasta que los centros no cambian.
-

Devuelve: conjunto de centros, $\{\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_k\}$; asignación, **C**.

En la figura 27, se muestra un ejemplo de ejecución del algoritmo sobre un conjunto de datos sintético:

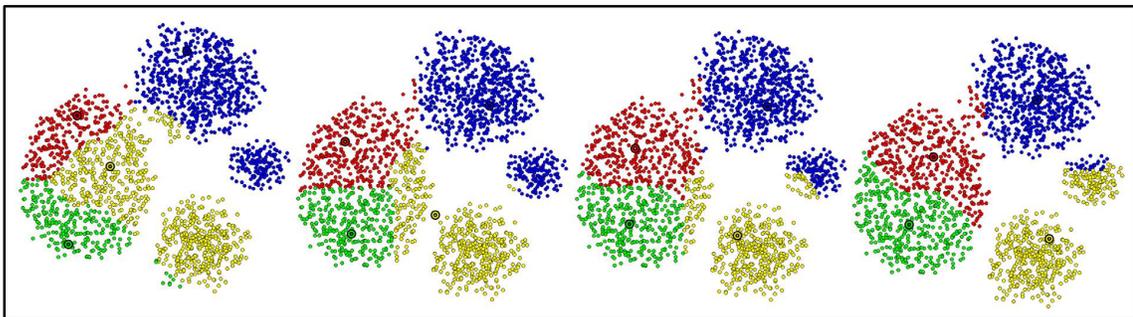


Figura 27. Ejecución del algoritmo K-means ($K = 4$) sobre un conjunto de datos sintético, desde la primera elección aleatoria de centros (izquierda) a la asignación final (derecha).

A pesar de su popularidad, K-means tiene una serie de desventajas. Por un lado, el problema más obvio es que este algoritmo usa K , el número de agrupamientos a formar, como un parámetro. Muchas veces, en estudios reales, este valor se desconoce o es precisamente uno de los valores que se espera estimar [54]. En secciones posteriores se estudiará un popular procedimiento para la selección del valor de K [54].

Por otro lado, al ser un algoritmo de búsqueda local inicializado de manera aleatoria, puede quedar atrapado en óptimos locales. Es decir, K-means es sensible a la elección inicial de centros. Para contrarrestarlo, se suele aconsejar la reejecución del algoritmo un número determinado de veces y quedarse con la mejor solución, es decir, la que minimiza la dispersión intraclúster. Este método es también altamente sensible a valores raros (outliers en inglés). Es necesario, en la medida de lo posible, detectar y eliminar estos valores extraños en un proceso previo a la ejecución del algoritmo. Además, K-means sufre para encontrar una agrupación satisfactoria cuando los clústeres originales son de distinto tamaño y/o densidad, o no son convexos [54].

Finalmente, K-means ha sido diseñado para trabajar en el espacio continuo. El simple hecho de considerar que el centro de un clúster se puede calcular como el ejemplo que el valor medio de los elementos del clúster toma para cada variable es una consecuencia directa de esta decisión. A continuación, se estudiará una generalización de este algoritmo que permite lidiar con otros tipos de variables descriptivas [54].

b. Elección de K

La elección del valor de K (número de clústeres) adecuado es clave para obtener un buen resultado de agrupamiento. En la figura 28 se pueden observar los diferentes agrupamientos obtenidos al ejecutar el algoritmo K-means con diferentes valores de K sobre un conjunto de datos de ejemplo.

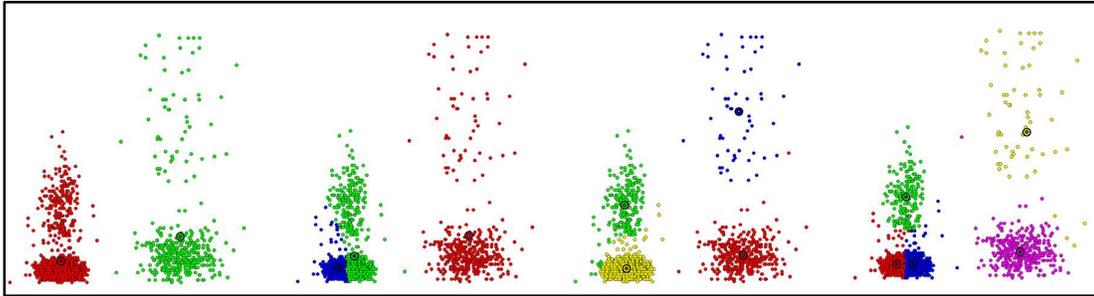


Figura 28. Ejecución del algoritmo K-means sobre un conjunto de datos sintético usando diferentes valores para el número de agrupamientos, $K = \{2, 3, 4, 5\}$.
Fuente: [54]

Saber cuál es el valor de K adecuado no es un ejercicio trivial. Una solución analítica se puede obtener mediante el uso de la validación cruzada para identificar el mejor valor de K evaluando sobre subconjuntos de datos no usados para entrenar el algoritmo. Sin embargo, es una práctica habitual usar la inspección visual de los resultados para elegir dicho valor, el método del codo [54].

El procedimiento del codo consiste en realizar diferentes ejecuciones del algoritmo K-means con diferentes valores (crecientes) de K . El mejor agrupamiento resultante con cada valor de K se evalúa usando la medida de dispersión intraclúster. En este caso, cuanto menor sea el valor obtenido, mejor es a priori el agrupamiento. Sin embargo, se da la paradoja de que esta medida siempre decrece a medida que se aumenta el valor de K . El valor de K que minimiza la dispersión intraclúster no es, por lo tanto, una buena elección [54].

Tal y como se observa en el ejemplo de la figura 29, donde se muestra gráficamente el valor de dispersión obtenido (eje Y) dado un valor de K (eje X) sobre un conjunto de datos de muestra, es habitual observar un rápido decrecimiento de la dispersión con los primeros valores de K , el cual se atenúa a medida que K toma valores mayores [54].

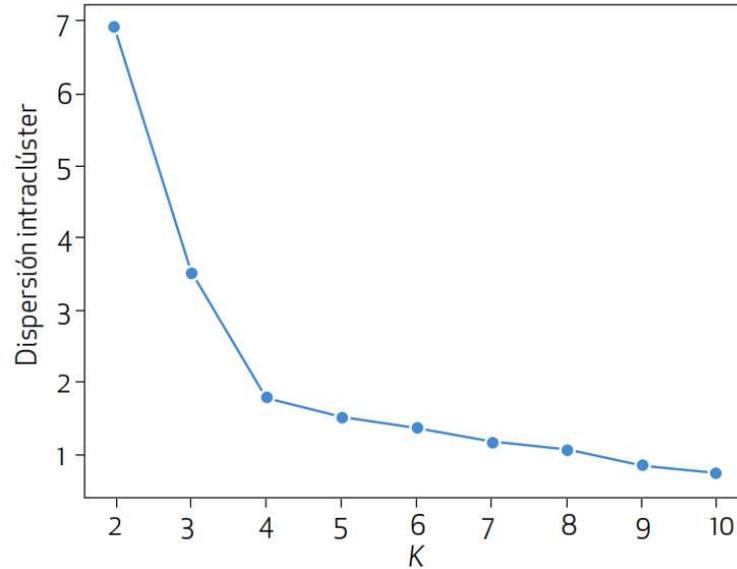


Figura 29. Representación gráfica de la idoneidad del agrupamiento para distintos valores.
Fuente: [54]

La gráfica suele dibujar lo que se ha interpretado como un brazo semiflexionado. La línea dibuja, en la primera parte, una pendiente pronunciada y, en la segunda parte, una pendiente suavizada. El punto de flexión o codo representa el último valor de K que implica un mejor término de dispersión intraclúster respecto al valor anterior. El valor que toma K en el codo suele considerarse un valor adecuado y, en ese sentido, suele ser el valor recomendado [54].

Selección inicial de centros avanzados

Como se ha explicado anteriormente, K-means es sensible a la selección inicial de centros que, de acuerdo con el algoritmo original, se eligen por muestreo aleatorio del conjunto de aprendizaje. Así, el algoritmo encalla fácilmente en óptimos locales. La solución más sencilla consiste en repetir el algoritmo múltiples veces con diferentes inicializaciones.

El algoritmo K-means++, viene a lidiar con este problema. Se toman K ejemplos, uno por uno, a través de un muestreo sobre el conjunto de datos de entrenamiento

que sigue una distribución de probabilidad no uniforme. Es decir, no todos los casos del conjunto de entrenamiento tienen la misma probabilidad de ser escogidos. Las K muestras serán usadas como los K centros para la inicialización del algoritmo K-means [54].

La intuición detrás de este algoritmo es que los centros deben estar distribuidos por todo el espacio y no concentrados en zonas con, tal vez, mayor densidad de puntos. Los centros se eligen uno por uno y se van incluyendo en un conjunto de centros S. Dado un conjunto de centros ya elegidos, , cuanto mayor sea la distancia de un punto del conjunto de entrenamiento con respecto a los centros en S, mayor probabilidad debería tener dicho punto de ser considerado el siguiente centro [54].

Se lleva a cabo un muestreo donde la probabilidad de elegir un punto es proporcional al cuadrado de la distancia mínima de ese punto a los elementos de S [54]. El pseudocódigo de este algoritmo ver en la tabla 9:

Tabla 9.

Pseudocódigo del algoritmo K-means++ para la selección de los centros iniciales ns.

K-means++ (inicialización)

Recibe: conjunto de entrenamiento, $\{x_1, \dots, x_n\}$; número de clústeres, K.

1. Elegir (aleatoriamente) 1 puntos del conjunto de entrenamiento como primer centro,
 $S = \{\bar{x}_1\}$.

2. Mientras $|S| < K$, repetir.

2.1. Para todos los ejemplos de entrenamiento, calcular $D(x_i, S)$, la distancia al centro más cercano: $D(x_i, S) = \min_{k \in \{1, \dots, |S|\}} \|x_i - \bar{x}_k\|^2$.

2.2. Muestrear un nuevo caso x del conjunto de entrenamiento, donde el caso x tiene probabilidad $D(x_i, S)^2 / \sum_{i=1}^n D(x_i, S)^2$ y añadir a S: $S = S \cup \{x\}$.

Devuelve: conjunto de centros, $\{\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_k\}$.

El algoritmo K-means++ supone una mejora en la inicialización de K-means que previene, en gran medida, y al contrario que el algoritmo original, de quedar atrapado en óptimos locales lejos de la partición original u óptima. Nótese que el algoritmo no elige, a cada paso, simplemente el punto con mayor distancia mínima a un centro de S. Aunque en esencia el objetivo es el mismo, este proceder conllevaría una serie de problemas, como la tendencia a seleccionar outliers como centros [54].

c. K-medoides

Una de las principales ventajas de trabajar solo en el espacio continuo es que, por definición, un vector medio \bar{x}_k calculado como la media de los ejemplos asignados al k-ésimo clúster es un ejemplo válido. Es decir, aunque no lo sea, \bar{x}_k podría ser un elemento del conjunto de entrenamiento. En cambio, cuando las variables no son (todas) continuas, este comportamiento no tiene por qué darse. Además, la definición de media no existe en todos los casos. Por ejemplo, dado un conjunto de 10 casos de entrenamiento que toman en su j-ésima variable los valores $\{a, b, a, a, a, b, c, c, b\}$, ¿cuál sería el valor medio? La media no está definida para variables categóricas [54].

De manera alternativa, se podría considerar el uso de la moda (el valor más frecuente) para reemplazar la media (y en dicho ejemplo saldría elegido el valor a).

En este caso, usando la medida estándar de disimilitud para variables categóricas (véase la página 17), el primer caso estaría a distancia $0 = d_j(a, a)$ de la moda, mientras que el segundo caso estaría a distancia $1 = d_j(b, a)$.

El algoritmo K-medoides (véase el pseudocódigo de la tabla 10) soluciona este problema añadiendo una restricción a la búsqueda de los centros: un centro debe ser un elemento del conjunto de entrenamiento. Para hacer evidente que los puntos

seleccionados no responden a la definición de centro, en este contexto los puntos de referencia de cada clúster se conocen como medoides [54].

Tabla 10.
Pseudocódigo del algoritmo K-medoides.

K-medoides

Recibe: conjunto de entrenamiento, $\{x_1, \dots, x_n\}$; número de clústeres, K.

1. Elección (aleatoria) de K puntos del conjunto de entrenamiento como medoides, $\{\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_k\}$.
2. Asignar cada ejemplo x_i al clúster del medoide más cercano:

$$C(x_i) = \underset{k \in \{1, \dots, K\}}{\operatorname{argmin}} d(x_i, \tilde{x}_k).$$
3. Para cada clúster k, recalcular su medoide: $\tilde{x}_k = \underset{x: C(x)=k}{\operatorname{argmin}} \sum_{x_i: C(x_i)=k} d(x_i, x).$
4. Los pasos 2 y 3 se iteran hasta que los centros no cambian.

Devuelve: conjunto de centros, $\{\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_k\}$; asignación, C.

K-medoides se puede considerar una generalización de K-means en la medida en que no restringe el uso de una medida de disimilitud concreta para elegir los medoides y la asignación de elementos a los clústeres. Por otro lado, la búsqueda del medoide entre los elementos del clúster se concreta en el paso 3 (véase el pseudocódigo en la tabla 10), que restringe la búsqueda de los posibles vectores que minimizan la suma de distancias a aquellos que pertenecen al clúster $x: C(x) = k$ [54].

Una variante de este algoritmo que busca obtener el máximo rendimiento del hecho de que los centroides solo pueden ser elementos del clúster (y, por ende, del conjunto de entrenamiento). El algoritmo, conocido como PAM por sus siglas en inglés (de partitioning around medoids, es decir, agrupar alrededor de medoides), selecciona del conjunto de entrenamiento K puntos $\{\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_k\}$ como medoides y asigna el resto de ejemplos a los clústeres respectivos. Tras esta inicialización

similar a la de K-medoides y K-means, considera cada elemento $x_i \in \{\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_k\}$ como si fuese el medoide de su clúster y recalcula la medida a minimizar: la dispersión intraclúster. El cambio que más mejore la función objetivo se aplica (dado $k: C(x_i) = k, \tilde{x}_k = x_i$). Este proceso se itera hasta que ningún cambio mejora la dispersión intraclúster [54].

Este algoritmo tiene varios inconvenientes característicos del algoritmo K-means. La K es un parámetro del método y, como tal, debe ser fijada al mejor valor posible. Elección de K es también válida para este algoritmo. También es un algoritmo altamente sensible a la elección de los medoides iniciales. La repetición del proceso múltiples veces para seleccionar la mejor solución es una solución sencilla. Una inicialización avanzada como la de K-means++ sería posible si se usara una medida de disimilitud no sólo apta para datos continuos [54].

3.3.4 Agrupamiento jerárquico

En las secciones previas se hizo hincapié en la dificultad de seleccionar el número de clústeres (valor de K) óptimo. El agrupamiento jerárquico no necesita especificar un número de clústeres, ya que no crea una simple partición de los ejemplos de entrenamiento. Como su nombre indica, se busca una jerarquía de clústeres, que puede entenderse como una evolución o secuencia ordenada del agrupamiento desde $K = 1$ (todos los casos se agrupan en un único clúster) hasta $K = n$ (cada ejemplo tiene su propio clúster) [54].

Paso a paso y mediante una búsqueda voraz, dos clústeres del paso anterior se agrupan en un único clúster (aglomeración) o bien un único clúster se separa en dos subgrupos (división). Estas decisiones no se combinan, sino que de manera consistente se aplica durante todo el proceso la misma decisión. Así se crean las dos aproximaciones existentes al agrupamiento jerárquico: la aglomerativa y la divisiva. En ambos casos, cada nivel de la jerarquía representa una partición concreta de los datos. Queda a la elección

del usuario obtener, si así lo desea, un agrupamiento concreto (el más apropiado), seleccionando las agrupaciones del nivel de la jerarquía deseado[54].

Existen herramientas gráficas para examinar el resultado de un algoritmo de agrupamiento jerárquico. La más común es el dendrograma, figura 30, que aporta información relevante a la hora de tomar la decisión, si se desea, sobre el mejor agrupamiento. Se trata de un árbol binario donde cada nodo representa un clúster. Los dos hijos de cada nodo se reparten los ejemplos que se incluyen en el nodo padre. Se representa gráficamente de tal manera que la distancia entre dos nodos y su padre es proporcional a la disimilitud interclúster de los dos nodos [54].

La principal elección de un algoritmo de agrupamiento jerárquico radica en la medida de disimilitud usada para agrupar o dividir clústeres. Tanto en el caso de la aproximación aglomerativa como en el caso de la divisiva, la decisión de qué dos clústeres combinar o qué clúster dividir (y cómo) se toma de acuerdo con la función que hay que optimizar, la cual, a su vez, se basa en una medida de disimilitud. A continuación, se estudiarán de manera separada ambas aproximaciones [54].

Aproximación aglomerativa

La aproximación aglomerativa (bottom-up en inglés) comienza creando $K = n$ clústeres y asignando cada ejemplo de entrenamiento a uno de ellos. A cada paso, se eligen los dos clústeres con la menor disimilitud interclúster entre ellos y se combinan. Así, mientras que en el paso inicial ($t = 0$) existen $K = n$ clústeres, en el paso t existirán $K = n - t$ clústeres. Este proceso se repite hasta que se fusionan los dos últimos clústeres y $K = 1$. Nótese que el número de pasos (fusiones) es exactamente $n - 1$ [54].

La simpleza de este algoritmo entraña un subproceso complejo que tiene distintas soluciones: el cálculo de la disimilitud entre dos clústeres. Diferentes medidas de disimilitud producen distintas jerarquías de agrupamientos. Dadas dos particiones,

S_A y S_B , del conjunto de entrenamiento ($S_A \subset D \wedge S_B \subset D: S_A \cap S_B = \emptyset$), la disimilitud entre los clústeres puede medirse teniendo en cuenta todos los ejemplos de cada clúster o solo un representante de cada uno. A continuación, entre la gran variedad de medidas de disimilitud interclúster disponibles, se presentan las más comunes [54]:

Disimilitud mínima: la disimilitud entre dos clústeres viene determinada por el par de ejemplos (uno de cada clúster) con mayor similitud.

$$d(S_A, S_B) = \min_{x_a \in S_A, x_b \in S_B} d(x_a, x_b) \quad (15)$$

- Disimilitud máxima: el par de ejemplos con mayor disimilitud determina la disimilitud entre dos clústeres.

$$d(S_A, S_B) = \max_{x_a \in S_A, x_b \in S_B} d(x_a, x_b) \quad (16)$$

Disimilitud media: la disimilitud entre dos clústeres se define como la disimilitud media entre todos los pares de ejemplos (tomando uno de cada clúster).

$$d(S_A, S_B) = \frac{1}{|S_A|+|S_B|} \sum_{x_a \in S_A} \sum_{x_b \in S_B} d(x_a, x_b) \quad (17)$$

Siempre que los datos de entrenamiento estén originalmente distribuidos en clústeres bien definidos y compactos, todas estas medidas de disimilitud interclúster usadas para decidir qué par de clústeres se fusionan son equivalentes. A medida que estas características ideales se diluyen, los resultados obtenidos con cada una de las métricas divergen [54].

En la figura 30 se muestran tres dendrogramas construidos usando las tres medidas presentadas sobre un grupo de datos.

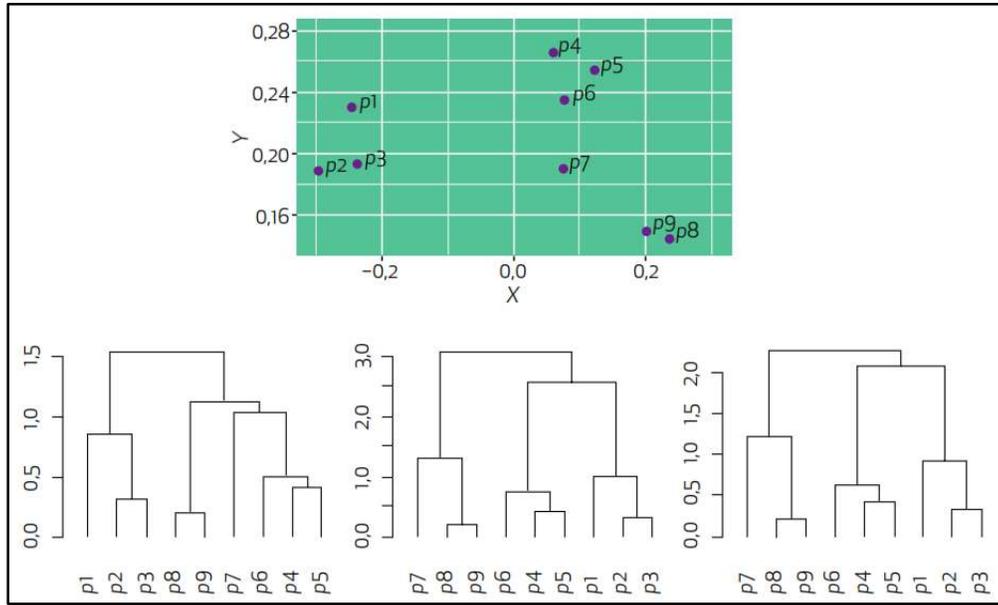


Figura 30. Conjunto de datos de prueba y dendrogramas obtenidos con un agrupamiento aglomerativo de disimilitud mínima (izquierda), disimilitud máxima (centro) y disimilitud media (derecha).

Fuente: [54]

El ejemplo etiquetado como p7 no pertenece claramente a ninguno de los subconjuntos y, por ello, diferentes aproximaciones lo agrupan de manera distinta. Queda claro de esta manera que, dependiendo del escenario, es decir, dependiendo del tipo de datos de entrenamiento, puede funcionar mejor una u otra medida [54]. Para establecer distintos escenarios, definamos primero el diámetro de un clúster como la disimilitud máxima entre dos elementos del clúster S_k :

$$d(S_k) = \max_{x_i, x_j \in S_k} d(x_i, x_j) \quad (18)$$

La medida de disimilitud máxima intraclúster tiende a producir clústeres compactos con diámetro reducido, ya que es precisamente esa la medida que se busca minimizar. Nótese que la disimilitud máxima intraclúster se convierte, automáticamente después de la fusión de los clústeres, en el diámetro del nuevo clúster. La disimilitud mínima, en cambio, tiende a unir clústeres cercanos, aunque no formen una unidad compacta. Se puede pensar en una cadena —donde cada

eslabón se une tangencialmente con el siguiente— como situación extrema de una agrupación producto del uso de la disimilitud mínima. En este caso, los casos cercanos tenderán a juntarse en el mismo clúster a costa de un mayor diámetro. Por el contrario, se da la circunstancia de que la disimilitud máxima puede llegar a separar en clústeres diferentes ejemplos muy cercanos. Como se puede apreciar, el uso de una u otra medida lleva a resultados opuestos. En el medio, con la capacidad de generar clústeres relativamente compactos, aunque con casos no necesariamente cercanos, se sitúa la disimilitud media [54].

Aproximación divisiva

La aproximación divisiva o disociativa (top-down en inglés) comienza creando un único $K = 1$ clúster, al cual se asignan todos los ejemplos de entrenamiento. A cada paso, se elige un clúster y se divide en dos subgrupos. Solo los clústeres con más de un ejemplo pueden ser divididos. Así, mientras que en el paso inicial ($t = 0$) existen $K = 1$ clústeres, en el paso t existen $K = t + 1$ clústeres. Este proceso se repite hasta que se divide el último clúster de tamaño 2 y $K = n$. El número de pasos (divisiones) es igualmente $n - 1$. Este valor solo podría variar (reducirse) si en el conjunto de datos de entrenamiento existieran varios casos idénticos (la disimilitud entre ellos sería 0) [54].

En esta aproximación las decisiones a tomar son dos:

- ¿Qué clúster dividir?
- ¿Cómo dividir el clúster seleccionado?

La respuesta a la primera pregunta se puede responder fijando como criterio de selección el clúster que maximiza la disimilitud media intraclúster:

$$k = \underset{k \in \{1, K^t\}}{\operatorname{argmax}} \frac{1}{|S_k|^2} \sum_{x_i \in S_k} \sum_{x_j \in S_k} d(x_i, x_j) \quad (19)$$

S_k es un cluster y K^t es el numero de clústeres en el nivel t de la jerarquía. Otra alternativa consiste en usar el clúster de mayor diámetro:

$$k = \underset{k \in \{1, K^t\}}{\operatorname{argmax}} \max_{x_i, x_j \in S_k} d(x_i, x_j) \quad (20)$$

La segunda decisión, la que se refiere a cómo dividir el clúster seleccionado, es la que confiere a las técnicas divisivas su dificultad característica. La literatura al respecto es relativamente escasa debido a la complejidad que conlleva. Aun así, existen varias propuestas [54].

Por un lado, se propone usar un algoritmo de agrupamiento basado en particiones (K-means, K-medoids, etc.) con $K = 2$ sobre los casos del clúster que se ha elegido para dividir. De esta manera se obtiene una agrupación de los datos, aunque el coste de ejecutar un algoritmo de este tipo en cada nivel de la jerarquía es alto y muchas veces impráctico. Además, este tipo de algoritmos tiene como inconveniente añadido, que son sensibles a la selección inicial de centros o centroides [54].

Dado un clúster, se divide inicialmente de tal manera que, en el primer nuevo clúster, S_A , solo hay un ejemplo (el que tiene mayor disimilitud media con el resto de elementos del clúster) y en el otro, S_B , el resto de ejemplos del clúster original [54]. A partir de ahí, se selecciona iterativamente el elemento x de S_B que, en media, está más cercano a los casos de S_A que el resto de casos de S_B :

$$x = \underset{x_i \in S_B}{\operatorname{argmax}} \left(\frac{1}{|S_B|-1} \sum_{x_{i'} \in S_B: x_i \neq x_{i'}} d(x_i, x_{i'}) - \frac{1}{|S_A|} \sum_{x_j \in S_A} d(x_i, x_j) \right) \quad (20)$$

El caso seleccionado x se transfiere a S_A . La transferencia de ejemplos se detiene cuando la diferencia de medias que se busca maximizar es negativa. En este instante, el clúster original habrá sido dividido en dos clústeres nuevos, S_A y S_B , que se incluyen en el siguiente nivel de la jerarquía [54].

Este proceso se repite hasta que todos los casos están ubicados en su propio clúster o todos los elementos de un clúster tiene disimilitud 0 entre ellos [54].

3.4 Etapa 3: Análisis de la demanda eléctrica

3.4.1 Metodologías para las proyecciones

A) Procedimientos estadísticos

Para la estimación de la demanda es esencial definir el enfoque estadístico; iniciamos con su categorización:

- “Corto Plazo: Este puede cubrir un periodo desde un mes hasta un año de estimación.
- Mediano Plazo: Incluye un periodo desde un año hasta cinco años de estimación.
- Largo Plazo: Incluye un periodo que supera los cinco años” [56].

El objetivo de este análisis es a largo plazo, buscando determinar una demanda de aproximadamente 20 años. Como es conocido, hay una amplia gama de métodos estadísticos para el análisis de la estimación de la demanda.

B) Método econométrico

(i) Aspectos Generales del Método

El enfoque econométrico aspira a definir un grupo de supuestos, que sean lo suficientemente precisos y prácticos, para utilizar de la mejor manera posible los datos históricos disponibles acerca de la conducta de una variable económica, con el propósito de explicar y predecir su comportamiento [56]. En esta línea, este enfoque es básicamente una combinación de la teoría económica con mediciones de variables concretas, utilizando para esto la teoría y las técnicas

de inferencia estadística [56]. La implementación de un modelo econométrico convencional sigue las siguientes pautas de trabajo:

- “Determinar los principios teóricos o hipótesis laborales.
- Identificar los elementos matemáticos para la formulación de la teoría.
- Seleccionar el modelo econométrico a emplear.
- Recolectar los datos necesarios para el modelo.
- Estimar los parámetros del modelo econométrico.
- Llevar a cabo el análisis de la validez del modelo.
- Aplicar el modelo para realizar los cálculos de proyección o pronóstico” [56].

El modelo econométrico se compone esencialmente de ecuaciones matemáticas. De esta forma, el modelo busca expresar la relación matemática entre la variable explicada por el modelo y las variables que podrían justificar su comportamiento [56].

Si el modelo consta de una única ecuación, se conoce como un "modelo de ecuación única"; en cambio, si el modelo incluye más de una ecuación, se le denomina un "modelo de ecuación múltiple" [56]. Un modelo de múltiples variables podría adoptar la forma:

$$Y = \lambda_1 + \lambda_2 X_1 + \dots + \lambda_n X_{n-1} + u \quad (21)$$

Bajo la guía del modelo previo, podemos decir que típicamente un modelo consta de dos categorías de variables: la que se encuentra en el lado izquierdo de la ecuación (Y), a la que nos referimos como variable dependiente (endógena), es la variable cuyo comportamiento queremos prever; y aquellas que se encuentran en el lado derecho de la ecuación ($X_1, \dots, X_i, \dots, X_{n-1}$), que se conocen como variables "explicativas" o "independientes", ya que se supone que

estas afectan el comportamiento de la variable dependiente [56]. Los términos λ son los parámetros del modelo que se derivan de datos históricos y el término "u" simboliza el error estocástico (término de perturbación) que es inherente al modelo. Este error se suele interpretar como el resultado de la omisión de todos aquellos factores que influyen en el comportamiento de la variable dependiente pero que no se han incorporado al modelo [56].

En base a lo anteriormente expuesto, el proceso a seguir para la implementación del método econométrico puede ser observado en el diagrama de la figura 31.

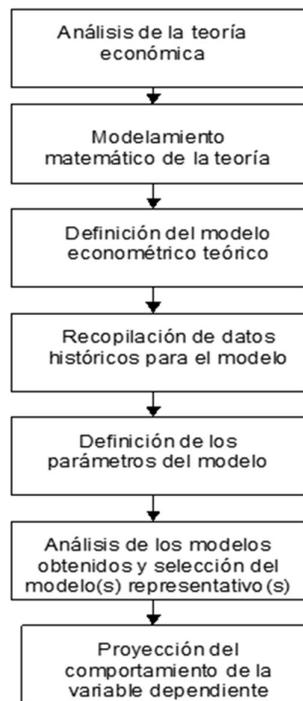


Figura 31. Método Econométrico para la proyección de las Ventas de Energía [56].
Fuente: Elaboración propia

(ii) Implementación del método para predecir las ventas de energía

Variable endógena o dependiente

En el modelo econométrico, las ventas de energía en media y baja tensión, ya sea en el mercado libre o regulado, son la variable endógena o dependiente, la cual se desea prever su evolución [56].

Variables de explicación

En la predicción de las ventas de energía, se usó las siguientes variables de explicación:

- Producto Interno Bruto (PIB): Se utiliza el PIB regional del área de impacto de la empresa distribuidora.
- Población: Se considera la población de los departamentos.
- Cantidad de clientes: Se considera la cantidad de clientes de la empresa distribuidora.
- Costo de la energía: Se empleará el costo promedio anual de la energía.

Modelo General

El modelo matemático, que se usará para predecir las ventas de energía, se presenta a continuación en la forma indicada:

$$Y_i = \lambda_1 + \lambda_2 X_{1i} + \lambda_3 X_{2i} + \lambda_4 X_{3i} \quad (22)$$

Donde:

“ Y_i : Es la representación de la variable dependiente, que en esta instancia corresponde a las ventas globales de energía.

$\lambda_1, \dots, \lambda_4$: Son los parámetros del modelo, los cuales se estimarán basándose en datos históricos disponibles para las variables explicativas.

X_{1i}, \dots, X_{3i} : Son las representaciones de las variables explicativas del modelo, las cuales son las mencionadas anteriormente” [56].

C) Método de tendencias

(i) Conceptos básicos del enfoque

El enfoque de tendencias radica en el examen del patrón histórico de una variable, de modo que, a partir de este, se pueden hacer proyecciones acerca de su comportamiento futuro. Para lograr esto, el enfoque emplea el análisis de regresión, que busca establecer la vinculación de una variable, denominada variable dependiente, con una o más variables extra, denominadas independientes, para poder predecir el valor promedio anticipado de la primera en función de las últimas [56].

Al llevar a cabo el análisis de tendencias, la investigación se centra en los cambios de la variable que se está examinando, sin considerar las razones detrás de dichos cambios, ya que se supone que estas están incorporadas en el comportamiento de la variable [56]. En este contexto, este tipo de análisis contempla los siguientes supuestos básicos:

- Todos los datos necesarios están reflejados en la variable que se está examinando. En este contexto, no es relevante conocer las razones que provocan los cambios de esta variable [56].
- La variable que se está examinando se mueve siguiendo patrones de tendencia [56].
- La historia se repite, es decir, si hay patrones de comportamiento de la variable en el pasado, es probable que estos se repitan en el futuro [56].
- La variable dependiente es el tiempo o periodo de aparición de la variable dependiente analizada [56].

Como se mencionó, una de las herramientas que se emplea al aplicar el enfoque de tendencias es el análisis de regresión, que examina la relación entre dos o más conjuntos de datos y permite seleccionar, mediante el análisis de indicadores estadísticos adecuados, la curva que resulta más representativa para predecir el comportamiento de la variable que se está examinando [56].

(ii) Implementación del enfoque a la proyección de las ventas de energía.

En este escenario, se utilizará el método de tendencias llevando a cabo un examen de adaptación de la información histórica a curvas matemáticas, para determinar la progresión de las ventas de energía a media y baja tensión en relación con el tiempo [56]. El propósito de este estudio de regresión es identificar la curva que mejor se ajusta a todos los puntos de dispersión u observaciones temporales de las ventas de energía [56], para lo cual se realizará pruebas de ajuste de los datos a las siguientes curvas: Exponencial, Polinómica, Logarítmica, Potencial y Lineal.

Se seleccionará la curva más indicativa de todas las disponibles, basándonos en el Coeficiente de Correlación (R^2) como factor determinante. Fijamos un límite mínimo de 0.9 para el valor del Coeficiente de Correlación. Cada vez que se emplee este método, se revisará la elección de las curvas de ajuste óptimo, pudiendo resultar en la selección de más de una curva. En tal escenario, el resultado final a través del método de tendencias se calculará mediante el promedio aritmético de los resultados derivados de cada curva seleccionada [56]. El proceso de implementación del método de tendencias se puede visualizar en el esquema de la figura 32.



Figura 32. Método de tendencias para la proyección de las ventas de energía [56]. General (ISG)
Fuente: Elaboración propia

d) Ajuste definitivo de los hallazgos logrados por el procedimiento econométrico y el procedimiento de tendencias.

A partir de los hallazgos logrados a través del procedimiento econométrico y el procedimiento de tendencias, se realizará una corrección que posibilite obtener una proyección final de la demanda que mezcle los hallazgos de ambos procedimientos [56]. En este contexto, las fases del proceso de ajuste final de la proyección de la demanda se pueden sintetizar de la siguiente forma:

- “En un primer paso se lleva a cabo la proyección de las ventas de energía en media y baja tensión utilizando el procedimiento econométrico.
- En un segundo paso se efectúa la proyección de las ventas de energía en media y baja tensión utilizando el procedimiento de tendencias.
- A partir de los hallazgos logrados en los dos pasos anteriores se establece la proyección total de ventas de energía calculando la media, año tras año, de ambos resultados.

- Se incorporan las ventas en alta tensión y las cargas extra no incluidas en los pasos anteriores.
- Se consigue la proyección de ventas totales finales” [56].

Este orden de análisis y proyección de la demanda también se puede visualizar en el diagrama de la figura 33.

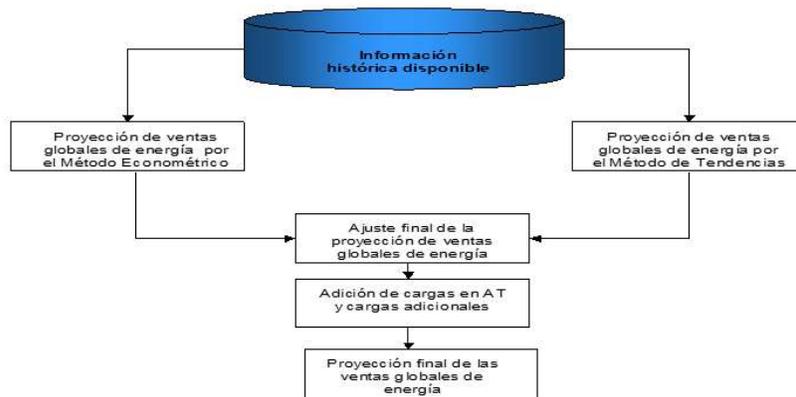


Figura 33. Ajuste final de la proyección de la demanda
Fuente: Elaboración propia

3.5 Etapa 4: Localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión

En esta etapa corresponde establecer la localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica mediante los métodos aproximados de análisis y el diseño factorial experimental.

3.5.1 Métodos aproximados de análisis

Una red de distribución eléctrica proporciona servicio a cargas desequilibradas trifásicas, bifásicas y monofásicas en tramos de línea no transpuestos trifásicos, bifásicos y monofásicos. Esta mezcla resulta en corrientes de línea trifásicas y tensiones de línea desequilibradas. Para examinar estas situaciones con la máxima exactitud, será esencial

modelar con precisión las tres fases del suministro; sin embargo, en numerosas ocasiones, solo se requiere una solución "cercana". En tales circunstancias, se pueden utilizar ciertos métodos de modelado y análisis aproximados.

a. Cargas uniformemente distribuidas

Muchas veces se puede suponer que las cargas se distribuyen uniformemente a lo largo de una línea donde la línea puede ser un alimentador o lateral trifásico, bifásico o monofásico. Este es ciertamente el caso en los laterales monofásicos donde los transformadores de la misma clasificación están espaciados uniformemente a lo largo del lateral. Cuando las cargas se distribuyen uniformemente, no es necesario modelar cada carga para determinar la caída de tensión total desde el extremo de la fuente hasta la última carga. La figura 34 muestra una línea generalizada con n cargas uniformemente distribuidas [57].

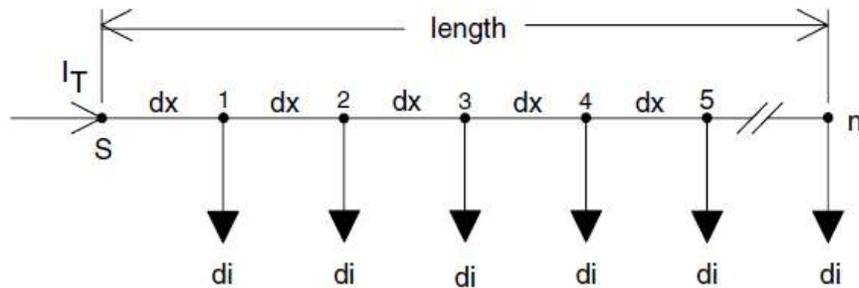


Figura 34. Cargas uniformemente distribuidas
Fuente: [57].

La figura 34 muestra n cargas uniformemente espaciadas dx metros de distancia. Las cargas son todas iguales y se tratarán como cargas de corriente constante con un valor de d_i . La corriente total en el alimentador es I_T . Se desea determinar la caída de tensión total desde el nodo fuente (S) hasta el último nodo n [57].

Donde:

l = longitud del alimentador

$z = r + jx$ = impedancia de la línea en Ω /metro

dx = longitud de cada sección de línea

di = corrientes de carga en cada nodo

Las corrientes de carga están dadas por:

$$di = \frac{I_T}{n} \quad (23)$$

La caída de tensión en la primera sección:

$$V_{drop_1} = Re\{z \cdot dx \cdot (n \cdot di)\} \quad (24)$$

La caída de tensión en la segunda sección:

$$V_{drop_2} = Re\{z \cdot dx \cdot [(n - 1) \cdot di]\} \quad (25)$$

La caída de tensión total:

$$V_{drop_{total}} = V_{drop_1} + V_{drop_2} + \dots + V_{drop_n}$$

$$V_{drop_{total}} = Re\{z \cdot dx \cdot di \cdot [n + (n - 1) + (n - 2) + \dots + (1)]\} \quad (26)$$

La ecuación 26 se puede reducir reconociendo la expansión en serie:

$$1 + 2 + 3 + \dots + n = \frac{n(n+1)}{2} \quad (27)$$

Usando la expansión, la ecuación 26 se convierte en:

$$V_{drop_{total}} = Re\left\{z \cdot dx \cdot di \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2}\right]\right\} \quad (28)$$

La distancia incremental es:

$$dx = \frac{l}{n} \quad (29)$$

La corriente incremental es:

$$di = \frac{I_T}{n} \quad (30)$$

Sustituyendo las Ecuaciones 29 y 30 en la ecuación 28 da como resultado:

$$Vdrop_{total} = Re \left\{ Z \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{I_T}{n} \cdot \left[\frac{n \cdot (n + 1)}{2} \right] \right\}$$

$$Vdrop_{total} = Re \left\{ Z \cdot l \cdot I_T \cdot \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{(n + 1)}{n} \right] \right\}$$

$$Vdrop_{total} = Re \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \cdot \left[1 + \frac{1}{n} \right] \right\} \quad (31)$$

La fórmula 31 proporciona la ecuación para determinar la disminución total de la tensión desde la fuente hasta el nodo n en una línea de longitud l. En el caso límite donde n tiende a infinito, la ecuación final se convierte en:

$$Vdrop_{total} = Re \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\} \quad (32)$$

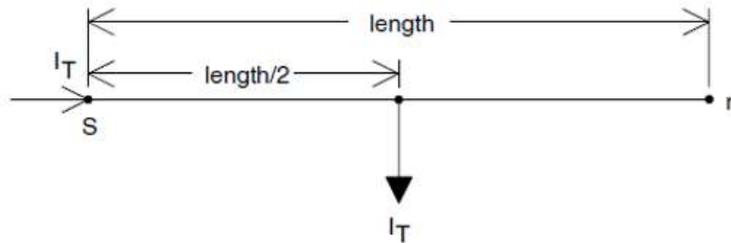


Figura 35. Carga concentrada en el punto medio.

Fuente: [57]

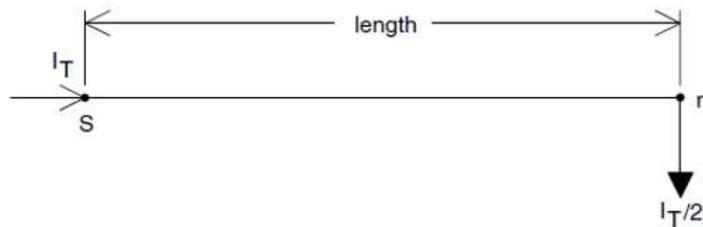


Figura 36. Media carga agrupada el final

Fuente: [57]

En la ecuación 32, Z representa la impedancia total desde la fuente hasta el final de la línea. La caída de tensión es el total desde la fuente hasta el final de la línea. La ecuación se puede interpretar de dos maneras. Lo primero a entender es que la carga total dispersa en la línea se puede concentrar en el punto central del lado, tal como se ilustra en la figura 35. Una segunda interpretación de la ecuación 32 es agrupar la mitad de la carga total de la línea al final de la línea (nodo n). Las figuras 35 y 36 dan dos modelos diferentes que se pueden usar para calcular la caída de tensión total desde la fuente hasta el final de una línea con cargas uniformemente distribuidas.

b. Pérdida de Potencia

La pérdida de potencia en un alimentador de distribución tiene la misma relevancia a la hora de analizarlo. Si empleamos el modelo que se muestra en la figura 37 para determinar la pérdida total de potencia trifásica en la línea, obtenemos el siguiente resultado:

$$P_{lose} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{2} = \frac{3}{2} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (33)$$

Cuando se utiliza el modelo de la figura 37 para calcular la pérdida de potencia trifásica total, el resultado es:

$$P_{lose} = 3 \cdot \left| \frac{I_T}{2} \right|^2 \cdot R = \frac{3}{4} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (34)$$

Es obvio que los dos modelos dan resultados diferentes para la pérdida de potencia. La pregunta es, ¿cuál es la correcta? La respuesta es ninguna.

La pérdida total de energía trifásica en la línea será las pérdidas en cada segmento corto de la línea. Por ejemplo, la pérdida de potencia trifásica en el primer segmento es:

$$P_{loss1} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n \cdot di)|^2 \quad (35)$$

La pérdida de potencia en el segundo segmento está dada por:

$$P_{loss} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot [(n - 1) \cdot di]^2 \quad (36)$$

La pérdida de potencia total a lo largo de la línea viene dada por:

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |di|^2 [n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + \dots + 1^2] \quad (37)$$

La serie dentro de los corchetes de la ecuación 37 es la suma de los cuadrados de n números:

$$1^2 + 2^2 + 3^2 + \dots + n^2 = \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \quad (38)$$

Simplificando la Ecuación 39:

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot \left(r \cdot \frac{l}{n} \right) \cdot \left(\left| \frac{I_T}{n} \right| \right)^2 \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \right] \quad (39)$$

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6 \cdot n^2} \right]$$

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[\frac{2 \cdot n^2 + 3 \cdot n + 1}{6 \cdot n^2} \right]$$

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[\frac{1}{3} + \frac{1}{2 \cdot n} + \frac{1}{6 \cdot n^2} \right] \quad (40)$$

Donde $R = r \cdot l$, la resistencia total por fase del segmento de línea, la Ecuación 40 da la pérdida de potencia trifásica total para un número discreto de nodos y segmentos de línea. Para una carga verdaderamente distribuida uniformemente, el número de nodos tiende al infinito. Cuando se toma ese caso límite en la Ecuación 40, la ecuación final para calcular la pérdida de potencia trifásica total es:

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] \quad (41)$$

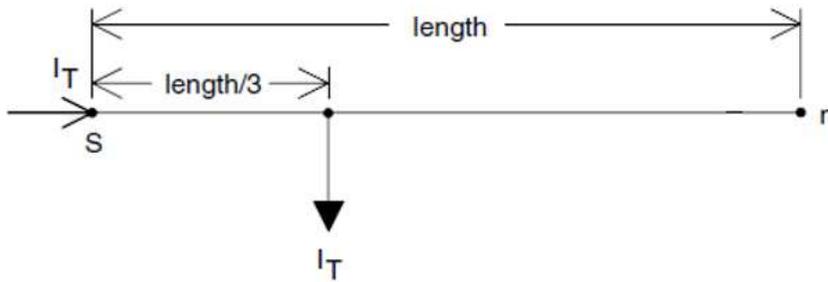


Figura 37. Modelo de pérdida de potencia.
Fuente: [57]

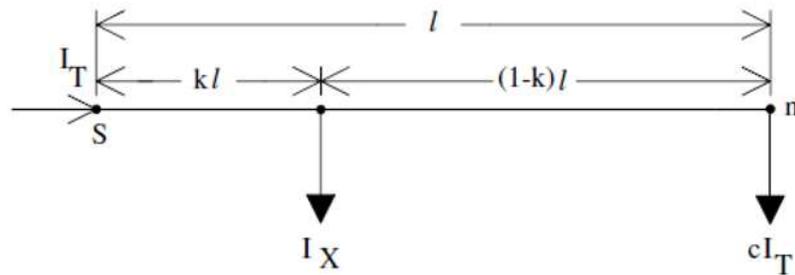


Figura 38. Modelo general de carga concentrada exacta.
Fuente: [57]

A partir de una comparación de las figuras 37 y 38, utilizadas para los cálculos de caída de tensión, con la figura 39, utilizada para los cálculos de pérdida de potencia, es obvio que el mismo modelo no se puede utilizar para los cálculos de caída de tensión y pérdida de potencia.

c. El modelo de carga concentrada exacta

La figura 39 muestra la configuración general del modelo exacto que dará resultados correctos para caída de tensión y pérdida de potencia. En la figura 39 una porción (I_X) de la corriente de línea total (I_T) se modelará a kl metros desde el extremo de la fuente, y la corriente restante (cI_T) se modelará al final de la línea. Es necesario derivar los valores de k y c .

En la figura 39, la caída de tensión total en la línea es:

$$V_{drop_{total}} = Re[k \cdot Z \cdot I_T + (1 - k) \cdot Z \cdot c \cdot I_T] \quad (42)$$

Donde:

Z = impedancia total de la línea en ohmios

k = factor de la longitud total de la línea donde se encuentra la primera parte de la corriente de carga es modelado.

c = factor de la corriente total a colocar al final de la red tal que

$$I_T = I_x + c \cdot I_T$$

La caída de tensión total es:

$$V_{drop_{total}} = Re \left[\frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right] \quad (43)$$

Establezca la Ecuación 32 igual a la Ecuación 42:

$$V_{drop_{total}} = Re \left[\frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right] = Re [k \cdot Z \cdot I_T + (1 - k) \cdot Z \cdot c \cdot I_T] \quad (44)$$

La ecuación 42 muestra que los términos dentro de los corchetes en ambos lados del signo igual deben igualarse, es decir

$$\left[\frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right] = [k \cdot Z \cdot I_T + (1 - k) \cdot Z \cdot c \cdot I_T] \quad (45)$$

Simplifique la Ecuación 3.5.23 dividiendo ambos lados de la ecuación por ZIT:

$$\left[\frac{1}{2} \right] = [k + (1 - k) \cdot c] \quad (46)$$

Resuelva la Ecuación 46 para k:

$$k = \frac{0.5 - c}{1 - c} \quad (47)$$

Se puede seguir el mismo procedimiento para el modelo de pérdida de potencia. La pérdida total de potencia trifásica (figura 39) es:

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot [k \cdot R \cdot |I_T|^2 + (1 - k) \cdot R \cdot (c \cdot |I_T|)^2] \quad (48)$$

El modelo para la pérdida de potencia de la figura 39 da la pérdida de potencia trifásica total como:

$$P_{loss_{total}} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] \quad (49)$$

Igual los términos dentro de los corchetes de las Ecuaciones 48 y 49 y simplifique:

$$\left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] = [k \cdot R \cdot |I_T|^2 + (1 - k) \cdot R \cdot (c \cdot |I_T|)^2]$$

$$\left[\frac{1}{3} \right] = [k + (1 - k) \cdot (c)^2]$$

$$\left[\frac{1}{3} \right] = [k + c^2 - k \cdot c^2] = [k \cdot (1 - c^2) + c^2] \quad (50)$$

Sustituya la Ecuación 47 en la Ecuación 50:

$$\left[\frac{1}{3} \right] = \left[\frac{0.5-c}{1-c} \cdot (1 - c^2) + c^2 \right] \quad (51)$$

Resolviendo la Ecuación 51 para c da como resultado:

$$c = \frac{1}{3} \quad (52)$$

Sustituya la Ecuación 52 en la Ecuación 45 y resuelva para k:

$$k = \frac{1}{4}$$

La interpretación de la ecuación 52, es que un tercio de la carga debe colocarse al final de la línea y dos tercios de la carga deben colocarse a un cuarto del camino desde el extremo de la fuente. La figura 39 da el modelo final de carga concentrada exacta.

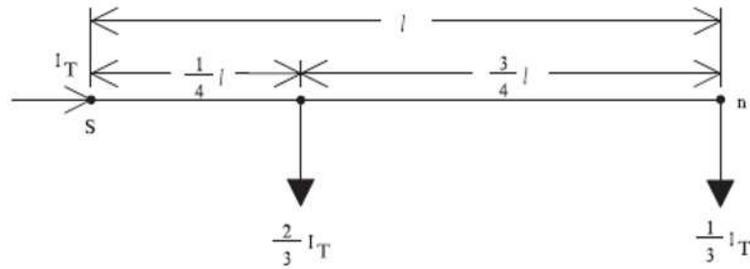


Figura 39. Modelo de carga concentrada exacta.
Fuente: [57]

d. Cargas concentradas en configuraciones geométricas

Muchas veces, las áreas de alimentación se pueden representar mediante configuraciones geométricas como rectángulos, triángulos y trapecios. Suponiendo una densidad de carga constante en las configuraciones, se pueden realizar cálculos aproximados para calcular la caída de tensión y las pérdidas de potencia totales. Los cálculos aproximados pueden ayudar a determinar la carga máxima que se puede atender en un área específica con un nivel de tensión y un tamaño de conductor dados.

3.5.1 Diseño Factorial experimental

Los diseños factoriales manipulan dos o más variables independientes e incluyen dos o más niveles de presencia en cada una de las variables independientes. La construcción básica de un diseño factorial consiste en que todos los niveles de cada variable independiente son tomados en combinación con todos los niveles de las otras variables independientes [58].

En general se dice que un diseño factorial compuesto del factor A con n_1 niveles,

el factor B con n_2, \dots , el factor K con n_k niveles, tendrá:

$n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$ corridas experimentales

El diseño factorial completo es la forma general para componer cualquier diseño en donde se emplean diferentes niveles. Los diseños completos son poco usuales, ya que, se dificulta en el análisis y la interpretación [59] .

Diseño factorial 2³ (2x2x2)

En este diseño factorial se manipulan tres variables, cada una con dos niveles [59].

Tiene ocho resultados y combinaciones, que se representan:

- Matricialmente

C	C2	B	B2	A1B2C2	A2B2C2
			B1	A1B1C2	A2B1C2
	C1	B	B2	A1B2C1	A2B2C1
			B1	A1B1C1	A2B1C1
			A1	A2	
			A		

- En tres dimensiones, figura 40.

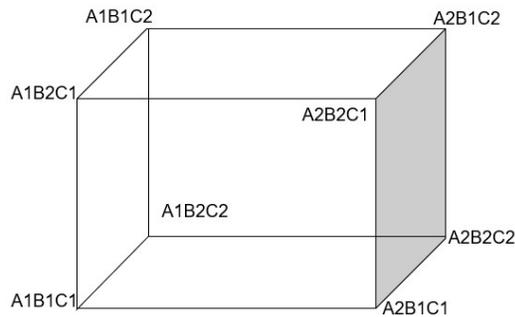


Figura 40. Diseño factorial 2³.

La recolección de datos de este diseño debe registrarse en la tabla de registro de datos, considerando las repeticiones en cada medición [59], tabla 11.

Tabla 11.
Matriz de datos del diseño factorial.

Variable independiente			Combinación de tratamientos	Repetición			
A	B	C		I	II	III	Total
A1	B1	C1	A1B1C1				
		C2	A1B1C2				
	B2	C1	A1B2C1				
		C2	A1B2C2				
A2	B1	C1	A2B1C1				
		C2	A2B1C2				
	B2	C1	A2B2C1				
		C2	A2B2C2				

3.6 Etapa 5: Evaluación técnica de las alternativas de solución con GD en el horizonte de planificación (20 años)

En esta etapa se efectuarán los flujos de carga, para lo cual se describen algunos métodos de flujo de potencia utilizados en sistemas eléctricos de distribución. Los cuales son típicamente radiales, desbalanceados, con una alta relación R/X y un gran número de líneas y cargas balanceadas y desbalanceadas, por lo que no se puede utilizar el análisis de flujo de potencia con modelos matriciales aplicados a los sistemas de potencia.

Entre los métodos más conocidos para sistemas de distribución se tiene:

- Método Escalera.
- Método de suma de potencias.
- Método de suma de corrientes (utilizado en la presente tesis).
- Otros métodos de flujo de carga para distribución.

Según lo métodos más conocidos, en esta tesis se utilizó el siguiente diagrama simplificado de un sistema de distribución, figura 41.

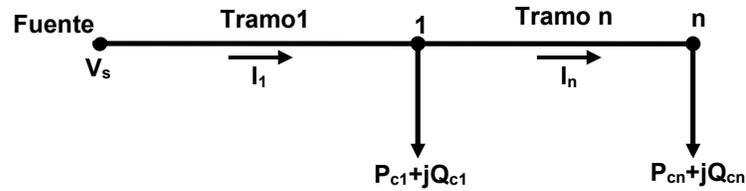


Figura 41. Diagrama unifilar simplificado de un sistema de distribución.
Fuente: Tesis de R. Vilcahuamán, PUCC-Chile 1993

3.6.1 Método escalera

Esta estrategia soluciona la red desde el punto más alejado, establece valores iniciales para el perfil de voltaje y aplica directamente las leyes de Kirchhoff hasta llegar al nodo principal [60]. La discrepancia de voltajes (error) que se detecta entre el voltaje de este nodo y el calculado durante el proceso, se suma al perfil de voltaje previamente asumido para obtener un nuevo perfil de voltajes para la siguiente iteración. El proceso concluye cuando la tensión calculada en el nodo principal coincide con la especificada o la diferencia entre ambas es mínima [61]. Este método fue propuesto inicialmente por Kersting y otros colaboradores [60].

En cada nodo, inicialmente se presuponen las tensiones equivalentes o muy próximas a 1.0 en p.u.

Se calcula la corriente en el tramo 2:

$$\hat{I}_{2(k)} = \left(\frac{\hat{S}_{c2}}{\hat{V}_{2(k)}} \right)^* \quad (53)$$

Se calcula la tensión en el nodo 1:

$$\hat{V}_{1(k)} = \hat{V}_{2(k)} + \hat{Z}_2 \times \hat{I}_{2(k)} \quad (54)$$

Se calcula la corriente en el tramo 1:

$$\hat{I}_{1(k)} = \left(\frac{\hat{S}_{c1}}{\hat{V}_{1(k)}} \right)^* + \hat{I}_{2(k)} \quad (55)$$

Se calcula la tensión en el nodo fuente:

$$\hat{V}_{S(k+1)} = \hat{V}_{1(k)} + \hat{Z}_1 \times \hat{I}_{1(k)} \quad (56)$$

Las tensiones de la iteración actual de los nodos se contrastan con los valores de la iteración previa:

Si se cumple que $\left| \hat{V}_{S(k+1)} - V_S \right| \leq \varepsilon$, entonces culmina el cálculo de flujo de carga y se reportan los valores obtenidos en la última iteración.

Si no se cumple la inecuación anterior, la diferencia de tensiones se suma a cada uno de los nodos y se continúa con la siguiente iteración.

Donde:

ε : Es el margen de error permitido para que las ecuaciones del sistema converjan (ejemplo 0.001).

V_S : Módulo de la tensión conocida en la fuente (valor especificado).

$V_{S(k+1)}$: Módulo de la tensión calculada en la iteración “k+1” en el nodo fuente.

$\hat{I}_{1(k)}, \hat{I}_{2(k)}$: Corrientes en los tramos 1 y 2 correspondiente a la iteración “k”.

\hat{Z}_1, \hat{Z}_2 : Impedancias de los tramos 1 y 2.

3.6.2 Método de suma de potencias

Se asigna un perfil de tensiones iniciales y a partir de este se calculan las potencias activas y reactivas en los consumos [60]. Esto se ve desde los terminales de los transformadores

de distribución o el punto donde se conecta la carga, y también incluye las potencias reactivas que los condensadores inyectan. Simultáneamente, aguas arriba de la red, se determinan las potencias equivalentes en las barras y las pérdidas de potencia en las líneas [61].

En todos los nodos, se supone inicialmente que las tensiones equivalentes son 1.0 en p.u. o muy cercanas a este valor.

Se calcula las potencias en el nodo 1 y en el nodo Fuente:

$$\hat{S}_{1(k)} = (P_{c1} + jQ_{c1}) + \hat{Z}_2 \left(\frac{|\hat{S}_{c2}|}{|\hat{V}_{2(k)}|} \right)^2 + (P_{c2} + jQ_{c2}) \quad (57)$$

$$\hat{S}_{s(k)} = \hat{S}_{1(k)} + \hat{Z}_1 \left(\frac{|\hat{S}_{1(k)}|}{|\hat{V}_{1(k)}|} \right)^2 \quad (58)$$

Se calcula las tensiones de nodos aguas abajo:

$$\hat{V}_{1(k+1)} = \hat{V}_s - \hat{Z}_1 \left(\frac{\hat{S}_{1(k)}}{\hat{V}_{1(k+1)}} \right)^* \quad (59)$$

Se considera el ángulo de la tensión $V_{1(k+1)}$ igual a $(-\beta)$ y el ángulo de la tensión de la fuente V_s igual a (0) y se multiplica la ecuación (3.6.7) por $\left(\hat{V}_{1(k+1)} \right)^*$ con lo que se obtiene:

$$V_{1(k+1)}^2 = \left(\hat{V}_{1(k+1)} \right)^* V_s - \hat{Z}_1 \left(\hat{S}_{1(k)} \right)^* \quad (60)$$

Al desarrollar la ecuación anterior se tiene:

$$V_{1(k+1)}^2 = (V_{1(k+1)} \cos \beta + jV_{1(k+1)} \operatorname{Sen} \beta) V_s - (R_1 P_{1(k)} + X_1 Q_{1(k)}) - j(X_1 P_{1(k)} - R_1 Q_{1(k)}) \quad (61)$$

La que se divide en parte real e imaginaria. Al ordenar las ecuaciones se tiene:

$$V_{1(k+1)} V_s \cos \beta = (R_1 P_{1(k)} + X_1 Q_{1(k)}) + V_{1(k+1)}^2 \quad (62)$$

$$V_{1(k+1)}V_s \text{Sen}\beta = (X_1P_{1(k)} - R_1Q_{1(k)}) \quad (63)$$

Las que elevadas al cuadrado y sumadas dan la siguiente expresión:

$$V_{1(k+1)}^4 + A_1V_{1(k+1)}^2 + B_1 = 0 \quad (64)$$

Donde:

$$A_1 = 2(R_1P_{1(k)} + X_1Q_{1(k)}) - V_s^2 \quad (65)$$

$$B_1 = (P_{1(k)}^2 + Q_{1(k)}^2)(R_1^2 + X_1^2) \quad (66)$$

Esta ecuación que posee dichos coeficientes, no se ve afectada por el ángulo de desfase (β) entre las tensiones V_s y $V_{1(k+1)}$ y presenta cuatro respuestas de la siguiente manera:

$$V_{1(k+1)} = \pm \sqrt{-\frac{A_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{A_1}{2}\right)^2 - B_1}} \quad (67)$$

Bajo la premisa de que en un funcionamiento estándar, las disminuciones de voltaje y las pérdidas del sistema deben ser mínimas, y que los módulos de las tensiones se aproximan a la unidad, se concluye que A_1 será siempre negativo y B_1 positivo con un valor relativamente pequeño [61]. Por consiguiente, el término $\left(\frac{A_1}{2}\right)^2 - B_1$ siempre será reducido y cercano a $\left(\frac{A_1}{2}\right)^2$. De este modo, la única solución que tiene una justificación física se presenta de la siguiente manera:

$$V_{1(k+1)} = + \sqrt{-\frac{A_1}{2} + \sqrt{\left(\frac{A_1}{2}\right)^2 - B_1}} \quad (68)$$

Una vez que se tienen las magnitudes de las tensiones, se pueden calcular los ángulos de éstos a partir de la ecuación:

$$\cos\beta_{1(k+1)} = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{(X_1 P_{1(k)} - R_1 Q_{1(k)})}{(R_1 P_{1(k)} + X_1 Q_{1(k)} + V_{1(k+1)}^2)} \right) \quad (69)$$

Tensiones en el nodo 2

$$\hat{V}_{2(k+1)} = \hat{V}_{1(k+1)} - \hat{Z}_2 \left(\frac{\hat{S}_{c2}}{\hat{V}_{2(k+1)}} \right)^* \quad (70)$$

Para obtener las tensiones en el Nodo 2, se procede de la misma forma que para el nodo 1.

Hay varias maneras de interrumpir el proceso iterativo, que incluyen: la suma de todas las pérdidas, la potencia de cada carga, el fasor de tensión en cada barra, la potencia equivalente en cada barra, las pérdidas en la barra de ajuste (slack), el valor absoluto de la tensión en cada barra y la potencia en la barra de ajuste. De todas estas opciones, la más comúnmente utilizada es el valor absoluto de la tensión en cada barra, debido a su fácil implementación, y la potencia en la barra de ajuste, ya que sólo se necesita hacer una comparación en cada iteración [61].

$$|V_{i(k+1)} - V_{i(k)}| \leq \varepsilon \quad (71)$$

$$|P_{s(k+1)} - P_{s(k)}| \leq \varepsilon \quad (72)$$

$$|Q_{s(k+1)} - Q_{s(k)}| \leq \varepsilon \quad (73)$$

Donde:

ε : Es el margen de error permitido para que las ecuaciones del sistema converjan (ejemplo 0.001).

V_S : Módulo de la tensión conocida en la fuente (valor especificado).

$V_{S(k+1)}$: Módulo de la tensión calculada en la iteración "k+1" en el nodo fuente.

$V_{1(k+1)}, V_{2(k+1)}$: Módulo de las tensiones calculadas en los nodos 1 y 2, iteración "k+1".

$\hat{I}_{1(k)}, \hat{I}_{2(k)}$: Corrientes en los tramos 1 y 2 correspondiente a la iteración "k".

$P_{1(k)}, Q_{1(k)}$: Potencia activa y reactiva calculado en el nodo 1, iteración “k”.

$P_{c1}, Q_{c1}, P_{c2}, Q_{c2}$: Potencia activa y reactiva de cargas 1 y 2.

\hat{Z}_1, \hat{Z}_2 : Impedancias de los tramos 1 y 2.

3.6.3 Método de suma de corrientes

Este procedimiento implica la realización de cálculos de corrientes en las cargas a partir de tensiones iniciales y la energía de las cargas. A continuación, se acumulan dichos ramales para obtener corrientes aguas arriba que lleguen a la barra de inicio del sistema de distribución. A partir de ahí, se inicia desde la fuente para calcular las caídas de tensión en las secciones aguas abajo y sus correspondientes tensiones. Este proceso se repite de manera iterativa hasta alcanzar la convergencia en las tensiones en los nodos o barras del sistema [61].

Las variables conocidas son la tensión de la fuente ($V_s = 1.0$) y las cargas ($P_i + jQ_i$), las variables a calcular son las corrientes (I_i) y las tensiones (V_i) en los nodos de carga o ramales.

En cada uno de los nodos, inicialmente se asumen las tensiones equivalentes o muy cercanas a 1.0 en p.u.

Se calcula las corrientes en los tramos 1 y 2:

$$\hat{I}_{2(k)} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_{2(k)}} \right)^* \quad (74)$$

$$\hat{I}_{1(k)} = \left(\frac{\hat{S}_1}{\hat{V}_{1(k)}} \right)^* + \hat{I}_{2(k)} \quad (75)$$

Se calcula las tensiones de nodos aguas abajo:

$$\hat{V}_{1(k+1)} = \hat{V}_s - \hat{Z}_1 \times \hat{I}_{1(k)} \quad (76)$$

$$\hat{V}_{2(k+1)} = \hat{V}_{1(k+1)} - \hat{Z}_2 \times \hat{I}_{2(k)} \quad (77)$$

Se comparan las tensiones de los nodos de la iteración actual contra los valores de la iteración anterior. Si se cumple que $|V_{i(k+1)} - V_{i(k)}| \leq \varepsilon$ se culmina el cálculo de flujo de carga y se reportan los valores obtenidos en la última iteración [61].

Si no se cumple la inecuación anterior, la diferencia de tensiones se suma a cada uno de los nodos y se continúa con la siguiente iteración [61].

ε : Es la tolerancia de error aceptable para que converjan las ecuaciones del sistema (ejemplo 0.001).

V_S : Módulo de la tensión conocida en la fuente (valor especificado).

$V_{S(k+1)}$: Módulo de la tensión calculada en la iteración “k+1” en el nodo fuente.

$V_{1(k+1)}, V_{2(k+1)}$: Módulo de las tensiones calculadas en los nodos 1 y 2, iteración “k+1”.

$\hat{I}_{1(k)}, \hat{I}_{2(k)}$: Corrientes en los tramos 1 y 2 correspondiente a la iteración “k”.

$P_{c1}, Q_{c1}, P_{c2}, Q_{c2}$: Potencia activa y reactiva de las cargas en los nodos 1 y 2.

\hat{Z}_1, \hat{Z}_2 : Impedancias de los tramos 1 y 2.

Los procedimientos de flujo de potencia para sistemas radiales descritos, se siguen para las tres fases y neutro (R, S, T y N) una por una, a fin de representar su característica desbalanceada.

En la presente tesis se utilizó el método de suma de corrientes a la que se incorpora la influencia de las impedancias mutuas entre las distintas fases en las ecuaciones, así como las corrientes de desbalances en el conductor neutro o retorno por tierra.

Se debe tener presente que para el flujo de carga trifásico para sistemas desbalanceados con este método u otro similar se parte con tensiones especificadas por fase en la fuente

cuyos valores en p.u. son: ($1.0\angle 0^\circ$ $1.0\angle -120^\circ$ $1.0\angle 120^\circ$) y las tensiones iniciales de los nodos aguas abajo también presentan estos mismos valores o muy cercanos.

3.7 Etapa 6: Evaluación económica de las alternativas de solución con GD selección de la solución óptima

Esta etapa incluye la valoración de gastos de inversión, costos de funcionamiento y conservación, así como los gastos derivados de las pérdidas de las opciones viables desde el punto de vista técnico, con el objetivo de optimizar la utilización de los recursos financieros. Los costos se calculan basándose en el principio de eficiencia de costos, el cual considera los siguientes aspectos:

- a. Costos de inversión: Considera un análisis de costos basados en costos directos e indirectos, costos por armados y costos totales. Debe considerar las normas técnicas de construcción de instalaciones, costos unitarios de adquisiciones de materiales, equipos y rendimientos de montaje óptimos [62].
- b. Costos de operación y mantenimiento (COYM): Considera un análisis de costos basados en costos directos e indirectos, costos por actividades de operación y mantenimiento, y costos totales. Debe considerar las normas técnicas de respectivas, costos unitarios de adquisiciones de materiales, equipos y rendimientos de montaje óptimos [62].
- c. Costos de pérdidas de energía y potencia (CP): Considera la evaluación de los costos de pérdidas técnicas de energía y potencia, considerando los criterios y metodologías consideradas en la fijación tarifaria del VAD [62].

Asimismo, se debe considerar los siguientes costos de acuerdo a cada escenario:

- “Costos de reforzamiento de redes secundarias BT.
- Costos de equipamiento de Protección y seccionamiento.
- Costos de Subestaciones de Distribución Eléctrica.
- Costos de Red Secundaria de Servicio Particular.
- Costo de Red Secundaria de Alumbrado Público (AP) [62]”
- Costos de instalaciones de Generación Distribuida Fotovoltaica.

Luego, se efectúa la evaluación de la rentabilidad a través de los indicadores Valor Actual Neto (VAN), Costo Anual (anualidad de CI + COYM +CP) y Tasa Interna de Retorno (TIR), a efectos de complementar el análisis económico de costos [62]. Considerando una vida útil de 30 años y una tasa de actualización según el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas [62].

Aquí se presenta la función objetivo para el modelo primordial de planificación de sistemas de distribución adoptado, el cual se aplicará para calcular los gastos eléctricos y las pérdidas de un arreglo específico, además de los grados de tensión y flujo de energía para confirmar el adecuado rendimiento de la topología que se va a analizar [62].

$$OF = \sum_{t=1}^{nS} \beta^{(t-1)nT} (C_t^1 + C_t^2 + C_t^3 + C_t^4 + C_t^5 + C_t^6) \quad (78)$$

Donde:

nS: Numero de etapas.

$\beta^{(t-1)nT}$: Tasa de Cambio.

C_T^1 : Costo de un nuevo circuito.

C_T^2 : Costo de una nueva subestación.

C_T^3 : Costo de un elemento de protección.

C_T^4 : Costo de Operación y Mantenimiento.

C_T^5 : Costo de un GD Fotovoltaica.

C_T^6 : Costos debido a las pérdidas de energía.

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$S_{S_{i,l,t}} = S_{D_{i,l,t}} - S_{G_{i,l,t}}$$

$$\left| \frac{V_{i,l,t} - V_{j,l,t}}{Z_{i,j,f,t}} \right| \leq I_{i,j}^{max} \quad (77)$$

$$S_{S_{i,l,t}} \leq S_{S_{i,l,t}}^{max}$$

$$S_{G_{i,l,t}} \leq S_{G_{i,l,t}}^{max}$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,l,t} \leq V_i^{max}$$

Dónde:

$S_{S_{i,l,t}}$: Potencia inyectada por subestación en el nodo i

$S_{G_{i,l,t}}$: Potencia inyectada por GD en el nodo i

$S_{D_{i,l,t}}$: Potencia demandada en el nodo i

$V_{i,l,t}$ y $V_{j,l,t}$: Tensión en los nodos i y j respectivamente

$Z_{i,j,f,t}$: Impedancia del alimentador entre los nodos i y j

$S_{S_{i,l,t}}^{max}$: Capacidad máxima de la subestación S

S_{Gg}^{max} : Capacidad máxima del GD g

V_i^{min} y V_i^{max} : Tensión máximo y mínimo en i respectivamente

$I_{i,j}^{max}$: Corriente máxima de i a j

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS, RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN Y

CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS.

4.1 Análisis y resultados de la investigación

Este capítulo trata sobre la fiabilidad de un sistema eléctrico mediante generación distribuida. La aplicación de esta nueva tecnología permitirá mejorar el performance de un sistema eléctrico.

La planificación de sistemas de distribución implica llevar a cabo un procedimiento sistemático que habilite el suministro de electricidad a los futuros puntos de consumo, ya sea a través de la construcción de nuevas subestaciones y líneas de distribución, o potenciando y reorganizando las subestaciones y líneas ya existentes. Debido a la gran cantidad de variables y la magnitud de los sistemas de distribución, se trata de un problema matemático complejo que requiere el uso de técnicas computacionales avanzadas [63].

El desafío de la planificación radica en determinar dónde, cuántos y cuándo deben instalarse o potenciarse los componentes de la red eléctrica, de manera que se alcance un costo mínimo y se cumplan las restricciones operativas [63]. Para abordar este problema, en la literatura especializada se han empleado varias formulaciones para el modelo matemático, así como diferentes técnicas de solución; que generalmente proponen una idealización del problema que puede ser útil para sistemas completamente nuevos, pero no tanto para sistemas ya existentes.

En respuesta a lo anterior, se utilizan modelos que comienzan con un diagnóstico del sistema eléctrico actual; luego, se sugieren los cambios e incorporaciones necesarios que sean viables y realistas para atender la demanda actual y futura con calidad, seguridad y economía en los horizontes de planificación establecidos.

La generación distribuida se refiere a la implementación de pequeños generadores en una red de distribución eléctrica. Las tecnologías de generación renovable utilizadas en la generación distribuida incluyen paneles solares, aerogeneradores y micro hidroeléctricas. La ubicación correcta de la generación distribuida mejora la seguridad, la fiabilidad, la eficiencia y la calidad del sistema eléctrico.

A continuación, se muestran los resultados de cada etapa del modelo de planificación multietapa propuesto en esta investigación.

4.2 Etapa 1: Procesamiento y validación de la información de datos de los sistemas eléctricos de distribución rurales

Las compañías de suministro eléctrico poseen bases de datos que contienen información tanto técnica como comercial. No obstante, es crucial llevar a cabo un análisis de la calidad de la información antes de utilizarla. Para este fin se identificaron las características particulares de los SER se utilizó información de Electrocentro S.A., 7153 subestaciones de los sistemas eléctricos rurales, posteriormente se realizó filtros a la información técnica y comercial, con los siguientes criterios: la Energía Activa ≥ 3 kWh, Longitud de las Redes de Baja Tensión ≥ 40 m, Cantidad de usuarios ≥ 10 y Energía Activa por Cantidad de Usuario ≤ 100 kWh, estos filtros permiten caracterizar adecuadamente a los SER. Es importante mencionar que, después de un análisis técnico y comercial, podemos concluir que algunos de los SER no deberían clasificarse de esa manera, sino que requieren una redefinición como sector típico 4, 3 e incluso 2. Esta recalificación tendría la ventaja de que se aplicaría la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para estos sistemas eléctricos.

Para esta primera etapa del modelo y luego de realizar los filtros indicados, se analizó 4,252 subestaciones de distribución eléctrica tabla 12.

Tabla 12.
Cantidad de SEDs por SER.

Sistema Eléctrico Rural	Cantidad de SEDs
Ayacucho Rural SER	1624
Huánuco Rural 2 SER	1029
SER Yaupi	582
Huancavelica Rural SER	270
Tingo Maria SER	213
Tarma Chanchamayo SER	148
Pasco Rural SER	133
SER Aucayacu	99
Pozuzo SER	65
Valle del Mantaro 3 SER	54
SER Carhuamayo	35
Total general	4252

Fuente: Elaboración propia.

Análisis Descriptivo

Tabla 13.
Descriptivos de las Subestaciones de Distribución.

Variable	N	Media	Error estándar de la media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Máximo
Longitud (m)	4252	1394.00	13.50	881.82	63.26	39.02	8502.00
Usuarios (U)	4252	34.00	0.49	31.87	94.24	10.00	638.00
Energía (kWh) por mes	4252	847.62	23.90	1560.60	184.11	3.00	26898.30

Fuente: Elaboración propia.

Del análisis descriptivo tabla 13, es importante resaltar la variabilidad de los datos por subestaciones de distribución, el promedio de la longitud de redes de baja tensión es de 1394.00 m, cantidad promedio de usuarios 34 y el consumo de energía promedio mensual es de 847.62 kWh.

Tabla 14.
Intervalos de confianza para la MEDIA (95%)

Estadístico	Intervalos de confianza 95%			
	Media	Error estándar	Límite inferior	Límite superior
Longitud	1393.99	13.52	1367.49	1420.50
Qusuarios	34.00	0.49	33	35
Qeact	847.62	23.93	800.71	894.53

Fuente: Elaboración propia.

Para una muestra mayor a un intervalo de confianza del 95%, los valores de la media estarán entre los límites inferiores y superiores de acuerdo a la tabla 14.

De acuerdo a los resultados descriptivos y a efectos de un mejor análisis estadístico se establecieron indicadores como:

Longitud por usuario = Longitud_Usuarios (m/U)

Consumo de Energía por Usuario = Energía_Usuario (kWh/U)

Vano promedio = VanoPromedio (m)

Estos parámetros presentan valores apropiados que facilitan un análisis más detallado, tal como se ilustra en el histograma de la figura 42.

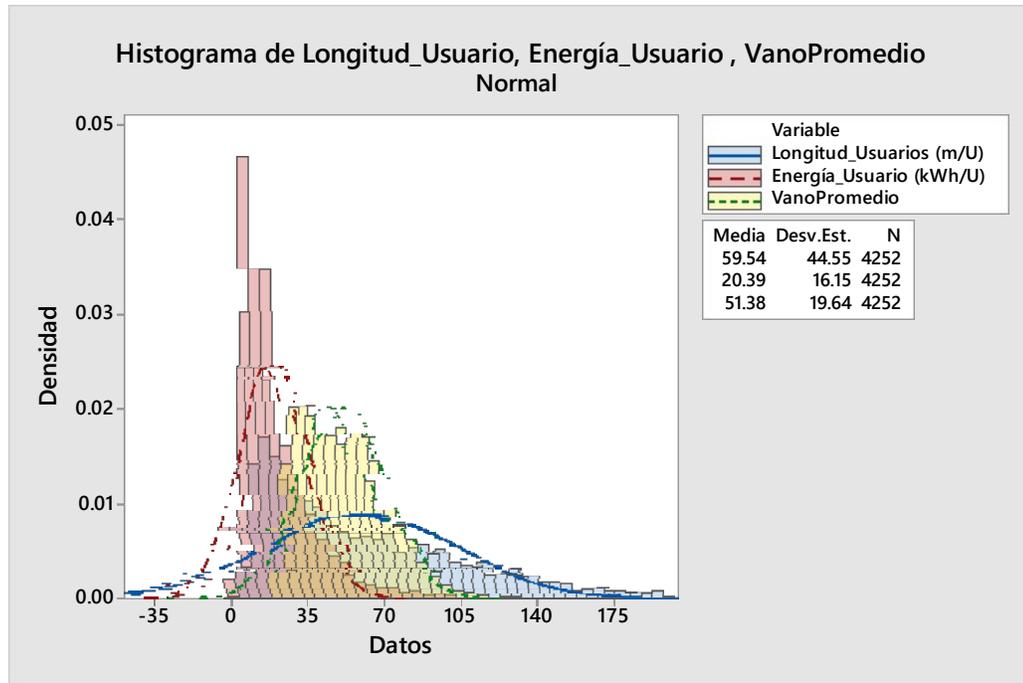


Figura 42. Histograma de indicadores
Fuente: Elaboración propia

4.3 Etapa 2: Análisis cluster o conglomerados

Después de identificar los indicadores clave, el primer paso en el análisis de agrupamiento es la estandarización de los datos. Este proceso implica sustraer la media y dividir por la desviación estándar, centrar los datos y convertir las unidades a desviaciones estándar. Esto se hace con el objetivo de minimizar la multicolinealidad y facilitar la comparación de los coeficientes en una escala uniforme.

Los resultados de este proceso de estandarización de datos se pueden observar en la figura 43, donde todos los indicadores se han normalizado.

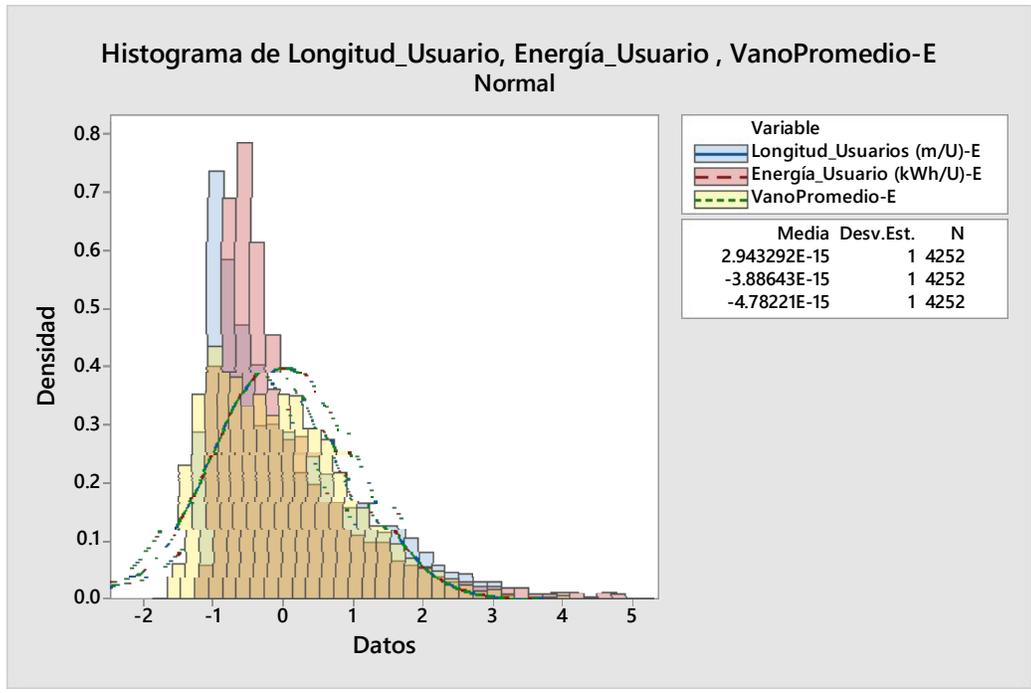


Figura 43. Estandarización de datos.
Fuente: Elaboración propia

El software Minitab fue empleado para llevar a cabo el análisis de conglomerados. La interpretación de los resultados del análisis sugiere que las subestaciones de distribución eléctrica se pueden categorizar en dos conjuntos distintos, los cuales presentan características equivalentes en cuanto a la Longitud por usuario, el Consumo de Energía por Usuario y el Vano promedio. Estos grupos son evidentes en el dendograma presentado en la figura 44, donde se distinguen dos agrupaciones notoriamente diferenciadas. De igual manera, en la figura 45 se presenta una representación tridimensional de la clasificación, mostrando cada indicador.

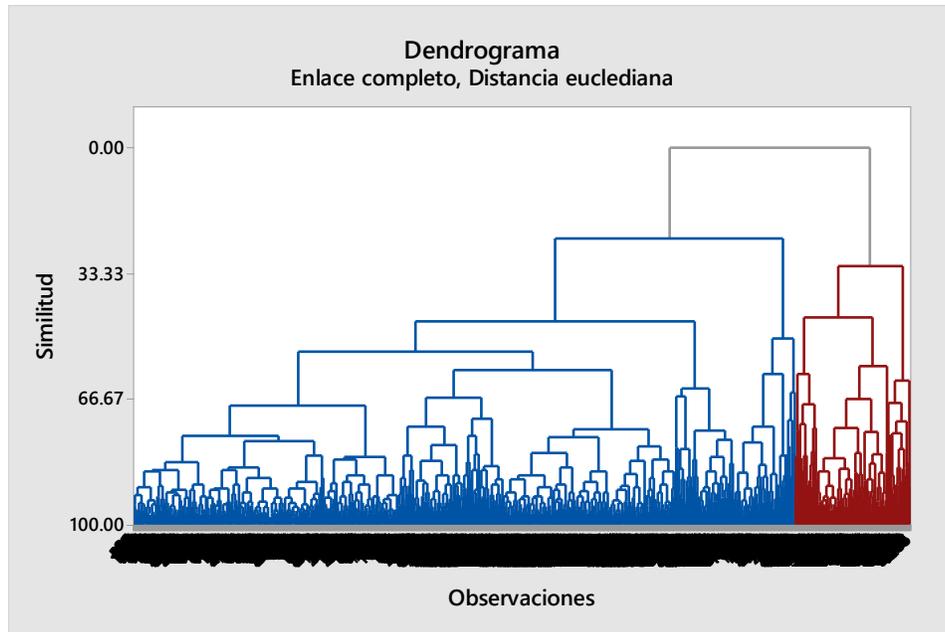


Figura 44. Dendrograma de las Subestaciones de Distribución.
Fuente: Elaboración propia

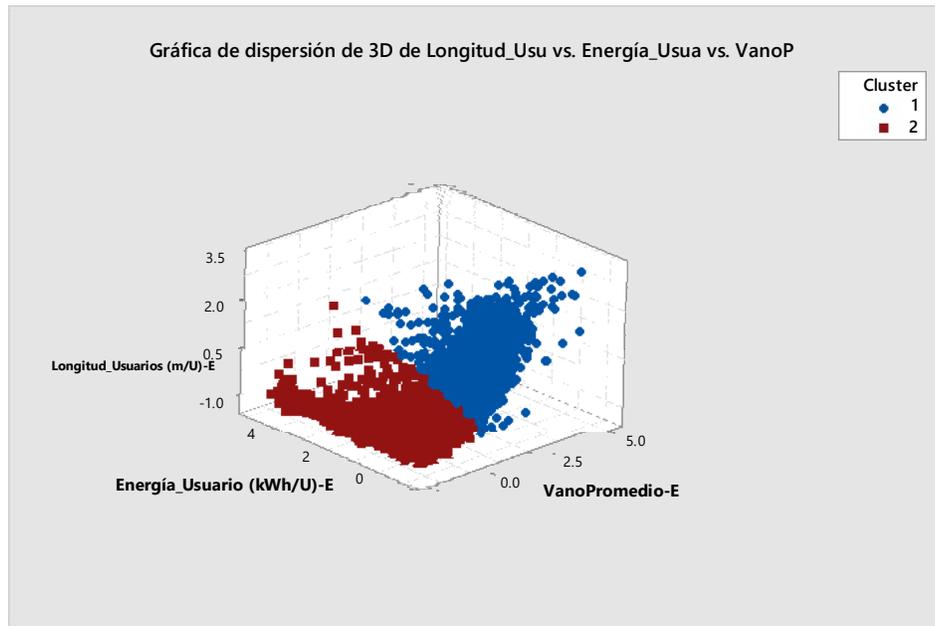


Figura 45. Dispersión en 3D del Cantidad de cluster considerando longitud por usuario, consumo de energía por usuario y vano promedio.
Fuente: Elaboración propia

Con los resultados de la clasificación, se analiza la participación de cada sistema eléctrico rural en cada cluster.

La figura 46, representa la participación de cada sistema eléctrico rural en el cluster 1, donde los SER Huanuco Rural 2 y Ayacucho Rural SER, tiene mayor participación con un 35% y 25% respectivamente.

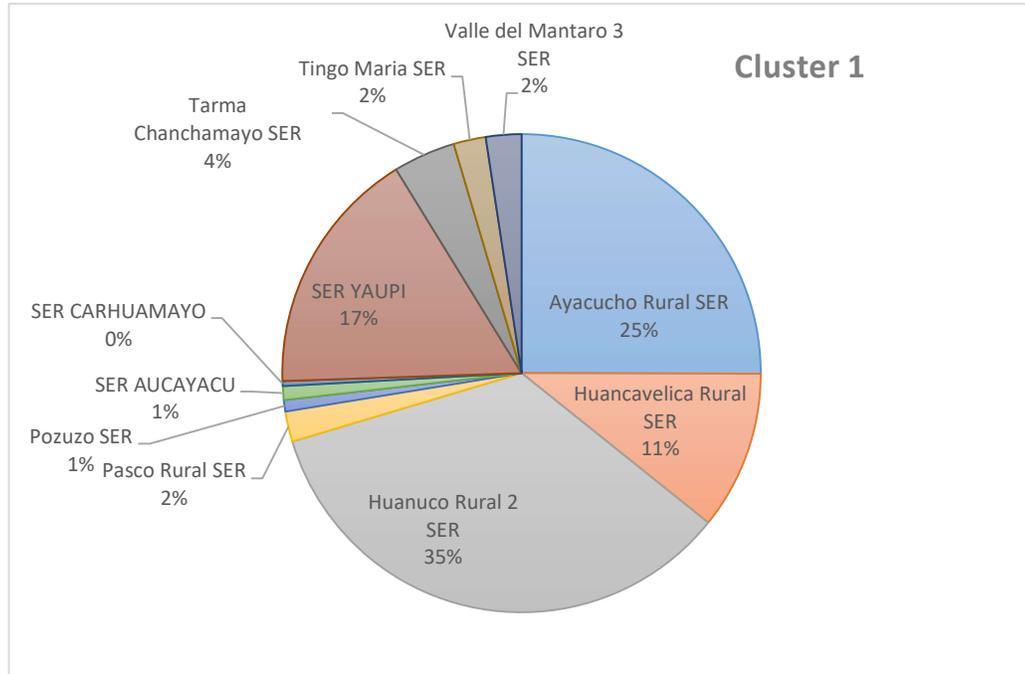


Figura 46. Sistemas eléctricos del Cluster 1.
Fuente: Elaboración propia

De la misma forma, la figura 47, representa la participación de cada sistema eléctrico rural en el cluster 2, donde los SER Huanuco Rural 2 y Ayacucho Rural SER, tiene mayor participación con un 17% y 47% respectivamente.

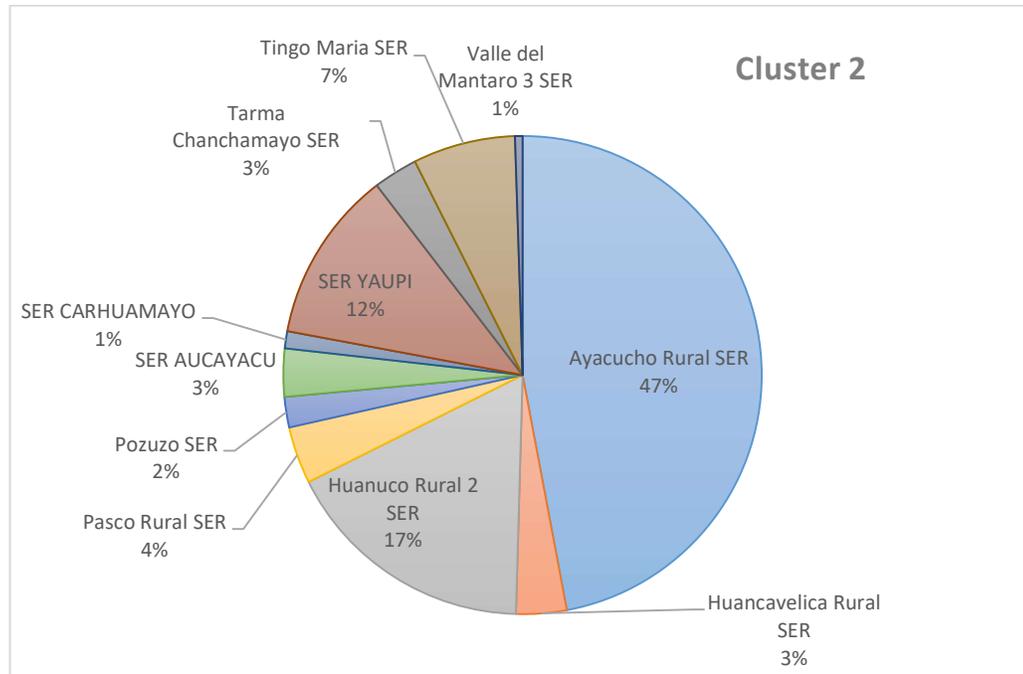


Figura 47. Sistemas eléctricos del Cluster 2.
Fuente: Elaboración propia

Del resultado del Análisis de Cluster se concluye que los sistemas eléctricos rurales estarán representados por los Sistemas Huánuco Rural y Ayacucho Rural SER.

Las particularidades de las instalaciones eléctricas de los SER, como la dispersión de los usuarios, la radialidad, el bajo consumo eléctrico, y la localización de las subestaciones de distribución en diferentes alimentadores, es decir, que en un alimentador de una cierta subestación de potencia puedan existir subestaciones de distribución que correspondan a otros sectores distintos al SER, este último aspecto dificulta un análisis completo y el impacto que podría surgir al efectuar alguna modificación en la subestación de distribución en el alimentador al que pertenece.

Considerando los resultados de cluster y las particularidades técnicas de los SER, se considera para los análisis posteriores el alimentador A4270 de la SET Unión, que pertenece al Sistema Huánuco Rural 2, figura 48.

hay un incremento en la demanda, no es necesario ampliar el sistema, asumiendo que en la situación inicial no necesariamente se satisface la demanda.

Si hay un error en la proyección de demanda, esto puede causar serios problemas financieros debido a la inversión excesiva en instalaciones que no se utiliza por completo.

La estimación de la demanda futura suele estar influenciada por el potencial en los sectores industriales, así como los distintos usos de la energía. Sin embargo, en la presente tesis se aboca específicamente de cargas rurales. En algunos casos, la predicción de la futura necesidad de energía es un paso crítico y fundamental en el proceso de determinación de las posibles opciones de inversión. Además, la estimación de la demanda sirve como un recurso para la preparación de inversiones, pérdidas y para fijar precios de electricidad.

Los estudios se llevaron a cabo por sectores de consumo y por el nivel de voltaje. Sobre la progresión del mercado eléctrico y su proyección pueden incluir la utilización de factores de caracterización de la carga (factores de carga, coincidencia, contribución a la punta, pérdidas, entre otros).

En la primera sección se establecen los criterios generales, y se proporciona una descripción general del método econométrico y del método de tendencias.

4.4.1 Criterios generales de trabajo

Los criterios son los siguientes:

- ✓ Se realizó la estimación de las ventas de energía sin tener en cuenta las pérdidas de distribución en media y baja tensión.
- ✓ Las pérdidas en media y baja tensión se descomponen en función de las ventas estimadas para calcular la energía distribuida.

Se adopta un periodo de 20 años, con el fin de obtener una perspectiva que facilite la toma de decisiones a largo plazo; esto incluye la proyección de la energía y la demanda máxima, tanto histórica como estimada.

Electrocentro S.A, está compuesta por cuarenta y cinco sistemas eléctricos de distribución ubicados en las regiones de Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín y Pasco.

De estos sistemas, diez corresponden a los SER y treinta y cuatro pertenecen a los sectores típicos 2, 3 y 4.

El alimentador A4270 se encuentra dentro del sector típico SER, que pertenece al sistema eléctrico Huánuco Rural 2 (SE0162), dicho sistema se encuentra en el departamento de Huánuco, este departamento cuenta con siete sistemas eléctricos, de los cuales dos corresponden al SER.

4.4.2 Ventas de energía

Las ventas corresponden a la información del Osinergmin, información comercial (SICOM), para los años 2010-2022 para los sistemas eléctricos de Electrocentro S.A. A continuación, tabla 15, se muestra las ventas históricas de la empresa del sector típico SER por departamentos.

Tabla 15.

Registros históricos de ventas de energía total de Electrocentro S.A. (MW.h).

VENTAS (MWh)	Ayacucho	Huancavelica	Huánuco	Junín	Pasco	TOTAL
2010	1,460	385	4,105	490	1,100	7,540.63
2011	2,013	572	6,179	1,453	1,618	11,835.07
2012	3,093	1,020	7,597	1,718	2,703	16,131.07
2013	7,010	1,017	7,761	6,130	1,393	23,311.33
2014	10,103	1,230	7,542	6,799	1,460	27,133.68
2015	14,696	1,122	9,434	9,295	1,563	36,110.53
2016	16,235	1,469	10,415	10,328	1,922	40,369.91
2017	19,648	1,616	11,733	11,794	2,639	47,429.83
2018	21,934	1,758	12,709	14,548	3,196	54,144.94
2019	26,568	1,637	13,555	16,045	3,440	61,245.94
2020	34,941	1,737	14,038	17,262	3,842	71,821.22
2021	39,587	1,796	15,564	20,128	5,071	82,146.51
2022	40,368	1,598	15,928	20,091	5,704	83,689.55

Fuente: Ventas de energía 2010-2022 (SICOM)

La información comercial se obtuvo de la siguiente dirección:

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>

4.4.3 Producto bruto interno

El Instituto Nacional de Estadística e Informática proporcionó el Producto Bruto Interno histórico. Con datos disponibles hasta el 24 de marzo de 2023, se ha calculado el PBI correspondiente a los departamentos concesionados de Electrocentro. Este cálculo se realizó teniendo en cuenta el PBI departamental (Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín y Pasco), y se ponderó en base a las ventas de energía en cada sector de los departamentos que forman la zona de demanda. Estos datos se extrajeron del INEI, las estimaciones y proyecciones de población departamental por años, que se pueden localizar en el enlace a continuación: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Se tomó en cuenta las Encuestas de Perspectivas Macroeconómicas del PBI publicadas por el Banco Central de Reserva, las cuales se llevaron a cabo el 28 de febrero de 2023, para establecer la proyección del PBI de Electrocentro SER, según se muestra en la tabla 16.

Del mismo modo, el BCRP divulgó las tasas de expansión del PBI de 2022 a 2024, registrando tasas de crecimiento del PBI de 2.7%, 2.8%, 2.5% respectivamente, y manteniendo la tasa del año 2024 como referencia constante para los intervalos siguientes hasta el año 2042.

Tabla 16.
Producto Bruto PBI Electrocentro SER (Millones de Nuevos Soles)

AÑO (2)	PBI	
	(Millones. S/. 2007)	TASA DE CRECIM. (%)
2010	4,243.98	
2011	4,768.71	12.36%
2012	5,080.61	6.54%
2013	6,369.34	25.37%
2014	6,676.39	4.82%
2015	7,474.16	11.95%
2016	7,486.80	0.17%
2017	7,830.74	4.59%
2018	8,327.34	6.34%
2019	8,335.33	0.10%
2020	7,221.30	-13.37%
2021	8,185.48	13.35%
2022	8,357.81	2.11%

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática/Estadísticas/Economía/PBI por Departamentos.

Los cálculos del PBI a partir del año 2022 se realizaron con proyección con ayuda del software EViews donde se tiene una relación con el PBI nacional, figuras 49 y 50.

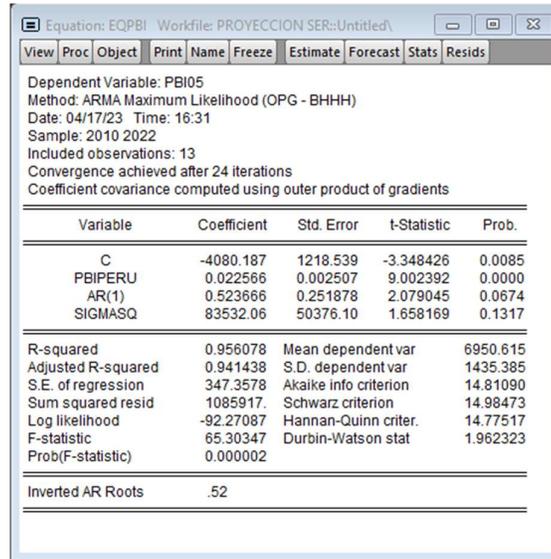


Figura 49. Ecuación y resultados estadísticos del PBI para los SER.
Fuente: Elaboración propia.

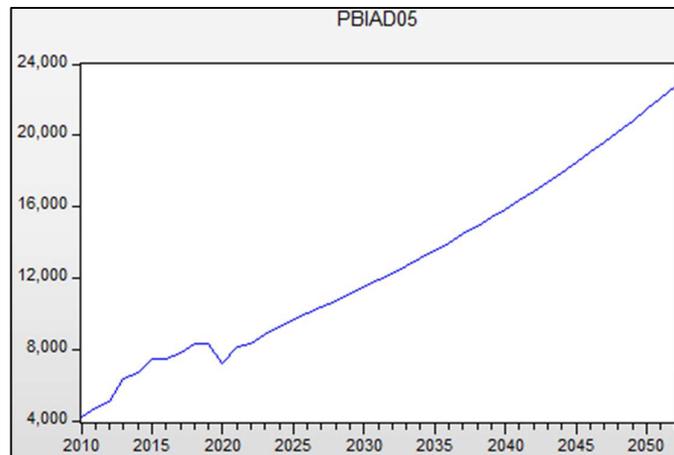


Figura 50. Proyección del PBI para los SER de Electrocentro S.A.
Fuente: Elaboración propia.

4.4.4 Población

El método econométrico para el sistema eléctrico ha tenido en cuenta la población histórica, determinada a partir de la población por departamentos, indicada en la tabla 17. Estos datos se obtuvieron del INEI y las proyecciones y estimaciones de la población departamental por años. Posteriormente, se realizó una ponderación basada en las ventas de energía eléctrica de cada departamento de Electrocentro S.A.

Tabla 17.

Población Electrocentro SER (Por departamentos)

Población	Ayacucho	Huancavelica	Huánuco	Junín	Pasco	TOTAL
2005	611,542	455,562	788,380	1,253,996	280,061	
2006	619,437	459,598	796,330	1,264,050	282,660	
2007	627,317	463,651	804,220	1,273,648	285,291	
2008	635,167	467,700	811,989	1,283,003	287,913	
2009	642,972	471,720	819,578	1,292,330	290,483	
2010	650,718	475,693	826,932	1,301,844	292,955	727,877
2011	658,400	479,641	834,054	1,311,584	295,315	772,019
2012	666,029	483,580	840,984	1,321,407	297,591	744,955
2013	673,609	487,472	847,714	1,331,253	299,807	874,058
2014	681,149	491,278	854,234	1,341,064	301,988	865,628
2015	688,657	494,963	860,537	1,350,783	304,158	881,328
2016	647,794	386,752	752,248	1,304,632	270,648	815,328
2017	653,101	381,277	754,476	1,319,212	271,036	813,296
2018	659,061	376,346	757,467	1,335,139	271,704	831,759
2019	664,494	371,260	759,851	1,350,021	272,157	835,314
2020	668,213	365,317	760,267	1,361,467	271,904	824,297
2021	669,979	358,356	758,416	1,369,003	270,842	826,564
2022	670,579	350,845	755,213	1,374,221	269,296	822,152

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática/Estadísticas/Economía/PBI por Departamentos

Basándonos en estos datos, se ha calculado una tasa de incremento anual, tomando en cuenta la media nacional desde 1997 hasta 2030, de acuerdo con el Boletín de Análisis Demográfico N°39 - INEI Perú: La tabla: Total de población al 30 de junio de cada año, por departamento, desde 1995 hasta 2030. Este cálculo se ha utilizado para proyectar la población regional hasta el año 2042, como se muestra en la tabla 18.

Tabla 18.

Datos de población regional en Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín y Pasco

DEPARTAMENTO	AYACUCHO	HUANCAVELICA	HUÁNUCO	JUNÍN	PASCO	NACIONAL
1995	550 262	425 733	719 741	1 159 999	255 024	24 242 600
1996	560 080	429 750	728 396	1 175 956	258 487	24 689 213
1997	571 304	436 022	738 505	1 192 567	262 684	25 145 317
1998	583 023	443 315	748 986	1 208 814	267 142	25 592 876
1999	594 322	450 406	758 774	1 223 701	271 397	26 013 829
2000	571 739	435 491	747 309	1 198 307	267 286	25 983 588
2001	578 465	439 405	756 187	1 209 950	269 807	26 366 533
2002	586 290	443 404	764 559	1 221 386	272 355	26 739 379
2003	594 733	447 455	772 600	1 232 569	274 919	27 103 457
2004	603 311	451 519	780 483	1 243 455	277 491	27 460 073
2005	611 542	455 562	788 380	1 253 996	280 061	27 810 540
2006	619 437	459 598	796 330	1 264 050	282 660	28 151 443
2007	627 317	463 651	804 220	1 273 648	285 291	28 481 901
2008	635 167	467 700	811 989	1 283 003	287 913	28 807 034
2009	642 972	471 720	819 578	1 292 330	290 483	29 132 013
2010	650 718	475 693	826 932	1 301 844	292 955	29 461 933
2011	658 400	479 641	834 054	1 311 584	295 315	29 797 694
2012	666 029	483 580	840 984	1 321 407	297 591	30 135 875
2013	673 609	487 472	847 714	1 331 253	299 807	30 475 144
2014	681 149	491 278	854 234	1 341 064	301 988	30 814 175
2015	688 657	494 963	860 537	1 350 783	304 158	31 151 643
2016	647 794	386 752	752 248	1 304 632	270 648	30 422 831
2017	653 101	381 277	754 476	1 319 212	271 036	30 973 992
2018	659 061	376 346	757 467	1 335 139	271 704	31 562 130
2019	664 494	371 260	759 851	1 350 021	272 157	32 131 400
2020	668 213	365 317	760 267	1 361 467	271 904	32 625 948
2021	669 979	358 356	758 416	1 369 003	270 842	33 035 304
2022	670 579	350 845	755 213	1 374 221	269 296	33 396 698
2023	670 377	343 026	751 097	1 377 838	267 425	33 725 844
2024	669 737	335 142	746 509	1 380 561	265 392	34 038 457
2025	669 020	327 440	741 887	1 383 107	263 354	34 350 244
2026	668 193	319 894	737 187	1 385 412	261 297	34 660 114
2027	667 012	312 339	732 113	1 386 998	259 109	34 957 600
2028	665 532	304 815	726 735	1 387 964	256 820	35 244 330
2029	663 804	297 360	721 127	1 388 404	254 459	35 521 943
2030	661 885	290 010	715 363	1 388 418	252 048	35 792 079

Fuente: Población proyectada(personas) <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>

4.4.5 Número de clientes y precio de la energía

Los datos históricos de los clientes de Electrocentro S.A. desde el 2010 hasta el 2020, se detallan en la tabla 19. Parte de esta información se ha obtenido de los anuarios estadísticos de Osinergmin, así como de la sección comercial de Electrocentro S.A. y los datos del SICOM.

Tabla 19.
Información histórica de clientes y precio medio de la energía

AÑO (2)	NÚMERO DE CLIENTES		OTRAS ⁽¹⁾	
	Nro CLIENTES	TASA DE CRECIM. (%)	Tarifa Real cts. S/. de 2009	TASA DE CRECIM. (%)
2010	41,741		52.86	
2011	63,658	52.51%	51.17	-3.20%
2012	76,916	20.83%	56.11	9.67%
2013	98,713	28.34%	51.76	-7.76%
2014	108,339	9.75%	55.90	8.01%
2015	120,266	11.01%	55.04	-1.55%
2016	130,989	8.92%	59.15	7.48%
2017	150,567	14.95%	61.59	4.12%
2018	160,674	6.71%	63.84	3.65%
2019	168,577	4.92%	61.63	-3.46%
2020	176,144	4.49%	49.96	-18.93%
2021	187,548	6.47%	49.66	-0.61%
2022	194,163	3.53%	50.41	1.51%

Fuente: Clientes 2011-2021 (SICOM)

Para aplicar el enfoque econométrico al número de clientes, se necesita más que la información histórica contenida en la tabla 18; también es necesario entender cómo estos números cambiarán hasta el 2042. Para lograr este objetivo, se ha realizado un análisis de tendencias, utilizando las curvas matemáticas. Obteniéndose estadísticos en la figura 51 y figura 52:

Equation: EQCLI Workfile: PROYECCION SER::Untitled\

View Proc Object Print Name Freeze Estimate Forecast Stats Resids

Dependent Variable: CLI05
Method: Least Squares
Date: 04/17/23 Time: 10:38
Sample (adjusted): 2010 2022
Included observations: 13 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	54084.55	3544.967	15.25671	0.0000
@TREND	12502.51	501.3341	24.93848	0.0000

R-squared	0.982620	Mean dependent var	129099.6
Adjusted R-squared	0.981040	S.D. dependent var	49118.99
S.E. of regression	6763.367	Akaike info criterion	20.61707
Sum squared resid	5.03E+08	Schwarz criterion	20.70398
Log likelihood	-132.0109	Hannan-Quinn criter.	20.59920
F-statistic	621.9279	Durbin-Watson stat	0.645002
Prob(F-statistic)	0.000000		

Figura 51. Análisis de variables clientes con proyección lineal de Electrocentro pertenecientes a los SER.
Fuente: Elaboración propia

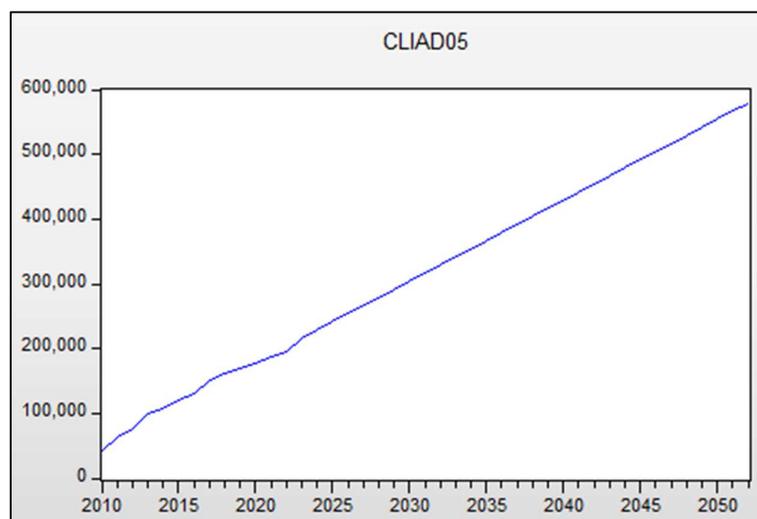


Figura 52. Proyección lineal de los clientes de Electrocentro pertenecientes a los SER.
Fuente: Elaboración propia

4.4.6 Proyección de la demanda de energía

Para la estimación de la necesidad energética de los usuarios regulados de Electrocentro en el sector SER se utilizó el enfoque de tendencias y econométrico. Es importante mencionar que para conseguir una precisión más alta usando este último enfoque, se

requiere información de alta calidad y en abundancia, con al menos 20 observaciones para los datos anuales históricos [64].

Los principios para la estimación de la demanda de energía para los Usuarios Regulados son los siguientes:

- ✓ La estimación de la demanda de estos usuarios se realizó por sistema eléctrico. Se analizaron los datos históricos para establecer tendencias y parámetros estadísticos [64].
- ✓ Se consideraron varios modelos de proyección, basados en métodos econométricos y/o tendencias [64].
- ✓ El modelo econométrico se aplicó a diferentes conjuntos de las variables explicativas consideradas y su relación con el comportamiento de la demanda [64].
- ✓ Se eliminaron los datos anómalos, basándose en el conocimiento de eventos o situaciones específicas o periódicas que justifiquen dichos datos [64].
- ✓ El análisis consideró: 1) la probabilidad de eventos especiales, 2) el avance de nuevas tecnologías que promuevan la eficiencia energética, 3) la entrada de competidores, como el gas, 4) los cambios en las políticas económicas y 5) los movimientos migratorios [64].
- ✓ Se eligió el modelo de proyección de la demanda para cada Sistema Eléctrico. Para ello, se consideraron los siguientes criterios: 1) La calidad y cantidad de datos históricos, 2) los resultados de pruebas estadísticas (R^2 , Estadísticos t y F para Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad para el método econométrico), que permitan asumir que el modelo es representativo. Los resultados deberán validarse con el comportamiento esperado del mercado, en aspectos como: evolución del coeficiente de electrificación, políticas de reducción de pérdidas, fuentes alternativas de energía y cambios significativos en las variables econométricas [64].
- ✓ Con base en el modelo de proyección seleccionado en el paso anterior, para cada Área de Demanda se estima la demanda de energía para los próximos 20 años [64].

4.4.7 Método econométrico

La necesidad teórica de energía se determina en función del ingreso, el costo, el valor del bien sustituto y otras variables significativas para esa necesidad [64].

La variable Ingreso para el modelo econométrico se define como el PBI, el costo se refiere a las tarifas reguladas, mientras que otras variables incluirían la cantidad de usuarios y la población en las distintas áreas [64].

Se llevó a cabo un estudio econométrico y estadístico de la necesidad de energía utilizando el Método de Mínimos Cuadrados Ordinarios, considerando como variables explicativas:

- ✓ PBI: PBI Ayacucho, PBI Huancavelica, PBI Huánuco, PBI Pasco, PBI Junín
- ✓ POB: Población de Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Pasco y Junín
- ✓ CLIENTES: Número de Clientes Regulados para el sector típico SER de Electrocentro
- ✓ TARIFAS: Precio Medio Regulado de la Energía en Electrocentro.

Con el apoyo del software econométrico Eviews, se estableció la función más óptima desde la perspectiva estadística utilizando el enfoque de Mínimos Cuadrados Ordinarios para comprender la dinámica de la demanda de energía por Áreas de Demanda. Los principales criterios estadísticos para escoger la mejor función son los siguientes:

- ✓ Un R-cuadrado que se aproxime a 1
- ✓ Un estadístico t significativo para cada variable independiente. Para niveles de confianza del 95%, la probabilidad del estadístico t debería ser inferior al 5% (o 0.05).
- ✓ Un estadístico f significativo para el conjunto de variables independientes. Para niveles de confianza del 95%, la probabilidad del estadístico f debería ser inferior al 5% (o 0.05).

Utilizando estas variables explicativas, se crearon modelos para entender la Demanda de Energía en los SER de Electrocentro.

Criterios de Evaluación de los Resultados del Método Econométrico

La apreciación de los modelos econométricos implementados, se ha llevado a cabo usando los siguientes índices estadísticos:

Prueba de significancia global

Para identificar si hay una conexión relevante entre las ventas de energía (variable dependiente) y el grupo total de las variables independientes que son parte del modelo, se ha utilizado la prueba F [64].

Prueba de relevancia individual

Para identificar si las variables independientes seleccionadas son estadísticamente relevantes, se ha usado la prueba t [64].

Calidad del ajuste de los desenlaces

Para identificar la proporción de la variación de las ventas de energía (variable dependiente) que es justificada por las variables independientes, se ha empleado el Coeficiente de Determinación (R²) [64].

Modelo de variables con PBI, Población y Número de Clientes

Considerando lo anteriormente indicado, los índices estadísticos que surgen de la implementación del método econométrico, con las variables PBI, Población y Cantidad de Clientes [64].

Resumen del Método Econométrico

Se ha determinado, a través de la evaluación econométrica del conjunto de ecuaciones, que las ecuaciones que describen de forma precisa el patrón de las ventas de energía son las que se mencionan a continuación:

✓ $Ventas = f(PBI, Población)$

- ✓ Ventas = f(PBI, Población, Clientes)
- ✓ Ventas = f(PBI, Clientes)
- ✓ Ventas = f(PBI, Precio)

Este conjunto de ecuaciones ilustra que las fluctuaciones de la producción de los usuarios, que generalmente están vinculadas a cambios en su contexto económico y en el modelo son reflejadas por la variable PBI, explican adecuadamente las tendencias en las ventas globales de energía. De igual forma, las alteraciones en el número de consumidores, reflejadas en la variable Clientes, y en una menor medida, la variable Población, también ejercen influencia [64]. Por último, el precio de la energía tiene un impacto significativo. Los modelos analizados se presentan en la tabla 20.

Tabla 20.
Resumen de resultados del método econométrico

ECUACIÓN:	log(ene05) c log(tarad05) log(cliad05) ar(1)	ene05 c pbiad05 tarad05 cliad05 PBI(-1) TARIFA CLIENTES	log(ene05) c log(cliad05)	log(ene05) c log(pbiad05(- 1)) log(pobad05)	ene05 c tarad05 pobad05 ar(1)	ene05 c pbiad05(-1) pobad05 cliad05 tarad05	
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r ²)							
	0.9909	0.9951	0.9842	0.9890	0.9288	0.9954	
ESTADISTICO F:							
Valor	219.16	538.84	685.00	469.87	26.09	321.82	
Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	-3.82	3.08	-11.67	3.38	1.50	2.36
	Prob.	0.0051	0.0152	0.0000	0.0028	0.1728	0.0563
Variable 2	Valor	-1.04	-3.43	26.19	3.89	-1.17	-2.27
	Prob.	0.3283	0.0089	0.0000	0.0008	0.2774	0.0635
Variable 3	Valor	18.48	-3.13		-0.30	0.11	-1.54
	Prob.	0.0000	0.0140		0.7691	0.9146	0.1755
Variable 4	Valor	-0.55	38.37		19.70	8.31	29.70
	Prob.	0.5959	0.0000		0.0000	0.0000	0.0000
Variable 5	Valor	1.49			3.06	0.92	-3.94
	Prob.	0.1733			0.0059	0.3847	0.0077

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 21, se muestra las ventas proyectadas de los modelos econométricos.

Tabla 21.

Resultados de las ventas proyectadas con el método econométrico (en MWh).

AÑO	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	72,875.56	80,339.21	83,689.55	65,405.94	18,514.06	82,148.93
2023	85,513.12	92,835.64	92,567.75	69,766.22	19,327.62	97,331.16
2024	92,833.79	98,848.94	101,422.65	81,551.33	20,117.09	103,720.93
2025	100,336.44	105,079.48	110,586.39	92,122.28	20,896.30	110,594.62
2026	108,015.92	111,392.49	120,052.94	102,812.82	21,664.41	117,608.18
2027	115,867.54	117,716.68	129,816.64	113,946.78	22,412.61	124,681.92
2028	123,886.96	124,013.80	139,872.25	125,765.62	23,142.41	131,769.38
2029	132,070.17	130,263.01	150,214.83	138,443.09	23,855.45	138,845.11
2030	140,413.46	136,452.73	160,839.73	152,116.52	24,553.33	145,894.78
2031	148,913.35	142,575.84	171,742.58	167,729.86	25,348.97	152,831.40
2032	157,566.57	148,627.69	182,919.24	184,780.23	26,139.95	159,722.83
2033	166,370.06	154,605.12	194,365.81	203,405.99	26,926.46	166,566.11
2034	175,320.92	160,505.50	206,078.55	223,750.64	27,708.64	173,359.20
2035	184,416.40	166,326.53	218,053.94	245,968.16	28,486.71	180,100.38
2036	193,653.89	172,065.78	230,288.60	270,223.69	29,260.90	186,788.14
2037	203,030.92	177,721.24	242,779.33	296,696.47	30,031.34	193,420.91
2038	212,545.13	183,290.79	255,523.05	325,578.02	30,798.22	199,997.40
2039	222,194.26	188,772.18	268,516.81	357,076.81	31,561.74	206,516.20
2040	231,976.16	194,163.32	281,757.81	391,419.58	32,322.11	212,975.82
2041	241,888.75	199,461.62	295,243.34	428,848.91	33,079.46	219,374.93
2042	251,930.07	204,665.19	308,970.79	469,632.68	33,834.00	225,711.83
2043	262,098.21	209,771.27	322,937.68	514,052.88	34,585.85	231,985.31
2044	272,391.35	214,777.80	337,141.59	562,424.57	35,335.25	238,193.54
2045	282,807.74	219,681.87	351,580.20	615,079.92	36,082.36	244,335.17
2046	293,345.68	224,481.22	366,251.28	672,387.20	36,827.33	250,408.32
2047	304,003.56	229,173.12	381,152.66	734,736.47	37,570.31	256,411.53
2048	314,779.80	233,754.97	396,282.26	802,556.24	38,311.50	262,342.99
2049	325,672.89	238,223.87	411,638.05	876,306.25	39,051.05	268,201.04
2050	336,681.37	242,577.22	427,218.09	956,487.80	39,789.10	273,983.78
2051	347,803.83	246,811.94	443,020.46	1,043,639.74	40,525.87	279,689.50
2052	359,038.91	250,925.10	459,043.34	1,138,348.21	41,261.47	285,316.22
	5.46%	3.87%	5.84%	9.99%	2.71%	4.24%

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

Fuente: Elaboración propia.

Entre los dos modelos presentados previamente, hemos elegido el modelo 03 del enfoque econométrico debido a su crecimiento de demanda apropiado, con un r^2 de 0.9867 y un coeficiente F estadístico de 820.3815. Además, presenta un estadístico Jarque Bera con un índice de probabilidad de 0.554800, que es mayor que el 0.05. Este detalle puede ser apreciado en la figura 53 que presentamos a continuación.

Modelo econométrico 3

Dependent Variable: LOG(ENE05)				
Method: Least Squares				
Date: 04/17/23 Time: 17:56				
Sample (adjusted): 2010 2022				
Included observations: 13 after adjustments				
White-Hinkley (HC1) heteroskedasticity consistent standard errors and covariance				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.566573	1.001839	-8.550846	0.0000
LOG(CLIAD05)	1.628069	0.084886	19.17943	0.0000
R-squared	0.986769	Mean dependent var	10.45253	
Adjusted R-squared	0.985566	S.D. dependent var	0.762796	
S.E. of regression	0.091643	Akaike info criterion	-1.801196	
Sum squared resid	0.092383	Schwarz criterion	-1.714281	
Log likelihood	13.70777	Hannan-Quinn criter.	-1.819061	
F-statistic	820.3815	Durbin-Watson stat	0.960052	
Prob(F-statistic)	0.000000	Wald F-statistic	367.8505	
Prob(Wald F-statistic)	0.000000			

Figura 53. Modelo econométrico seleccionado para Electrocentro pertenecientes a los SER.
Fuente: Elaboración propia

Test autocorrelación:

De acuerdo con la figura 54, no se observa autocorrelación en el correlograma de residuos (prueba de Ljung-Box). Se puede ver que las autocorrelaciones de los residuos no son significativas ya que se encuentran dentro de las bandas de confianza.

Date: 04/17/23 Time: 17:52						
Sample: 2010 2052						
Included observations: 13						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.009	0.009	0.0013	0.971
		2	-0.162	-0.162	0.4686	0.791
		3	0.151	0.158	0.9139	0.822
		4	0.180	0.154	1.6157	0.806
		5	-0.264	-0.239	3.3125	0.652
		6	-0.254	-0.244	5.1129	0.529
		7	0.043	-0.070	5.1735	0.639
		8	-0.090	-0.118	5.4863	0.705
		9	-0.241	-0.122	8.3184	0.502
		10	-0.027	-0.042	8.3649	0.593
		11	0.188	0.078	11.815	0.378
		12	-0.034	-0.034	12.034	0.443

Figura 54. Test de autocorrelación del Modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda.
Fuente: Elaboración propia

Test Jarque Bera:

El Test de Jarque-Bera comprueban que los residuos son normales [64].

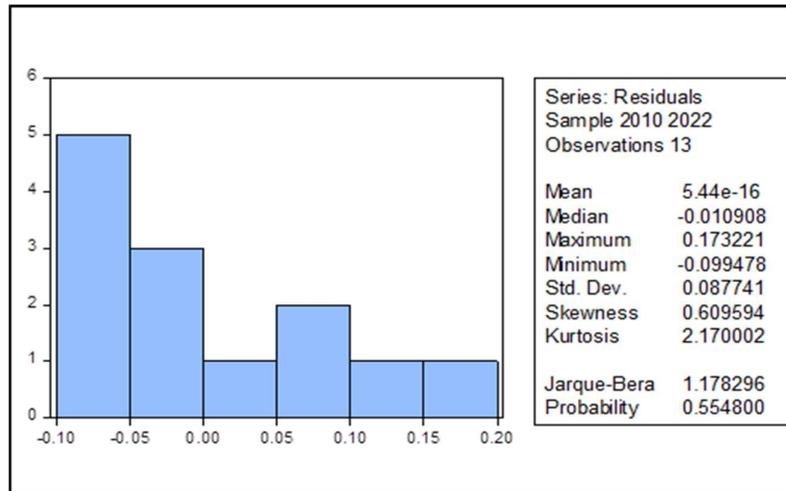


Figura 55. Test de Normalidad de residuos del Modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda
Fuente: Elaboración propia

En figura 55, El test de Jarque-Bera es menor a 5.99 por ello el modelo tiene una distribución normal, Además por tener una probabilidad mayor al 5% el modelo tiene una distribución normal.

Heterocedasticidad:

Las figuras 56 y 57 muestran los resultados de las pruebas de Breusch-Pagan-Godfrey y el White para la no heterocedasticidad, respectivamente.

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	4.223443	Prob. F(1,11)	0.0644	
Obs*R-squared	3.606593	Prob. Chi-Square(1)	0.0576	
Scaled explained SS	1.510611	Prob. Chi-Square(1)	0.2190	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 04/17/23 Time: 17:53				
Sample: 2010 2022				
Included observations: 13				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.061029	0.026312	2.319410	0.0406
LOG(CLIAD05)^2	-0.000395	0.000192	-2.055102	0.0644
R-squared	0.277430	Mean dependent var	0.007106	
Adjusted R-squared	0.211742	S.D. dependent var	0.008001	
S.E. of regression	0.007103	Akaike info criterion	-6.915897	
Sum squared resid	0.000555	Schwarz criterion	-6.828981	
Log likelihood	46.95333	Hannan-Quinn criter.	-6.933762	
F-statistic	4.223443	Durbin-Watson stat	1.549456	
Prob(F-statistic)	0.064407			

Figura 56. Test de White del Modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda
Fuente: Elaboración propia

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.596227	Prob. F(2,9)	0.5713	
Obs*R-squared	1.520920	Prob. Chi-Square(2)	0.4675	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 04/17/23 Time: 17:56				
Sample: 2010 2022				
Included observations: 13				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.007611	0.700985	0.010858	0.9916
LOG(CLIAD05)	-0.000553	0.060043	-0.009203	0.9929
RESID(-1)	0.365512	0.336168	1.087290	0.3052
RESID(-2)	-0.068789	0.377757	-0.182099	0.8595
R-squared	0.116994	Mean dependent var	5.44E-16	
Adjusted R-squared	-0.177342	S.D. dependent var	0.087741	
S.E. of regression	0.095204	Akaike info criterion	-1.617927	
Sum squared resid	0.081574	Schwarz criterion	-1.444096	
Log likelihood	14.51652	Hannan-Quinn criter.	-1.653657	
F-statistic	0.397485	Durbin-Watson stat	1.635143	
Prob(F-statistic)	0.758129			

Figura 57. Test de Breusch-Pagan-Godfrey del Modelo econométrico seleccionado de proyección de demanda
Fuente: Elaboración propia

El modelo no presenta heterocedasticidad.

4.4.8 Proyección por el método de tendencias

La estimación de las ventas utilizando el enfoque de tendencias se ha llevado a cabo teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- ✓ El propósito del análisis es determinar las posibles tasas de crecimiento.
- ✓ Las curvas matemáticas: Exponencial, Polinómica, Logarítmica, Lineal y Potencial.
- ✓ El coeficiente de determinación (R^2).

Evaluación las ventas proyectadas

En Ayacucho, tanto el ajuste logarítmico como el ajuste a una curva potencial presentan coeficientes de determinación insuficientes. Además, el ajuste polinómico también se descarta debido a su estadístico t extremadamente bajo, tal como se puede apreciar en la tabla 22.

En cuanto a Huancavelica, los ajustes logarítmico y potencial registran coeficientes de determinación inferiores. En la misma línea, el ajuste polinómico también se descarta debido a su estadístico t muy reducido.

Para Huánuco, tanto el ajuste logarítmico como exponencial muestran coeficientes de determinación bajos. Igualmente, el ajuste polinómico también se desestima por su estadístico t extremadamente bajo.

En el caso de Junín, los ajustes logarítmicos, potencial y exponencial muestran coeficientes de determinación insuficientes, lo que significa que no son apropiados para este caso.

Finalmente, en Pasco, los ajustes logarítmicos registran coeficientes de determinación bajos, lo que implica que no es adecuado para este caso. Al igual que en los casos anteriores, el ajuste polinómico se descarta por su estadístico t reducido.

Tabla 22.
Resumen de los resultados con el método de tendencias.

ECUACIÓN:		VENTAS	LOG (VENTAS)	VENTAS	VENTAS	VENTAS	LOG(VENTAS)
		C	C	C	C	C	C
		T	T	LOG(T)	T	T ²	LOG(TIEMPO)
					T ²	T ³	
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r²)							
		0.9826	0.9801	0.7653	0.9891	0.9964	0.8548
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	13.99	495.60	-0.54	14.77	24.03	112.17
	Prob.	0.0000	0.0000	0.5912	0.0000	0.0000	0.0000
Variable 2	Valor	37.60	35.07	9.03	8.37	-0.23	12.13
	Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.4164	0.0000
Variable 3	Valor				3.77	7.77	
	Prob.				0.0008	0.0000	
Variable 4	Valor					-6.77	
	Prob.					0.0000	

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 23 muestra las ventas previstas, junto con las tasas de crecimiento resultantes de las curvas de ajuste seleccionadas. Desglosa las ventas estimadas y sus correspondientes tasas de crecimiento para todos los departamentos en su conjunto (Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín y Pasco), consolidando a nivel de toda la empresa Electrocentro S.A.

Tabla 23.

Resultados de ventas con el método de tendencia.

AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinómico2	Polinómico3	Potencial
2022	83,202.66	108,551.05	79,473.31	86,828.93	86,168.63	100,206.28
2023	89,852.98	131,318.76	84,388.19	95,622.03	93,941.26	115,768.18
2024	96,503.29	158,861.81	89,130.58	104,744.80	101,623.37	133,070.94
2025	103,153.60	192,181.80	93,712.18	114,197.22	109,154.92	152,239.09
2026	109,803.92	232,490.38	98,143.53	123,979.31	116,475.88	173,401.41
2027	116,454.23	281,253.36	102,434.19	134,091.05	123,526.23	196,690.91
2028	123,104.54	340,243.99	106,592.80	144,532.46	130,245.94	222,244.81
2029	129,754.85	411,607.42	110,627.26	155,303.53	136,574.97	250,204.57
2030	136,405.17	497,938.76	114,544.76	166,404.25	142,453.32	280,715.84
2031	143,055.48	602,377.41	118,351.89	177,834.64	147,820.93	313,928.51
2032	149,705.79	728,721.21	122,054.70	189,594.69	152,617.80	349,996.67
2033	156,356.11	881,564.61	125,658.77	201,684.40	156,783.89	389,078.63
2034	163,006.42	1,066,465.69	129,169.20	214,103.76	160,259.18	431,336.87
2035	169,656.73	1,290,148.27	132,590.76	226,852.79	162,983.63	476,938.09
2036	176,307.05	1,560,746.48	135,927.82	239,931.48	164,897.22	526,053.20
2037	182,957.36	1,888,100.47	139,184.47	253,339.83	165,939.92	578,857.27
2038	189,607.67	2,284,114.33	142,364.48	267,077.84	166,051.70	635,529.59
2039	196,257.98	2,763,188.90	145,471.38	281,145.51	165,172.55	696,253.62
2040	202,908.30	3,342,745.51	148,508.46	295,542.84	163,242.42	761,216.99
2041	209,558.61	4,043,859.44	151,478.78	310,269.83	160,201.30	830,611.55
2042	216,208.92	4,892,026.37	154,385.22	325,326.48	155,989.15	904,633.29
2043	222,859.24	5,918,089.47	157,230.47	340,712.79	150,545.95	983,482.40
2044	229,509.55	7,159,361.05	160,017.05	356,428.76	143,811.67	1,067,363.21
2045	236,159.86	8,660,979.33	162,747.33	372,474.39	135,726.28	1,156,484.26
2046	242,810.18	10,477,549.95	165,423.54	388,849.68	126,229.75	1,251,058.23
2047	249,460.49	12,675,131.62	168,047.78	405,554.64	115,262.07	1,351,301.97
2048	256,110.80	15,333,638.33	170,622.04	422,589.25	102,763.19	1,457,436.50
2049	262,761.12	18,549,745.40	173,148.17	439,953.52	88,673.10	1,569,686.98
2050	269,411.43	22,440,405.01	175,627.95	457,647.45	72,931.77	1,688,282.74
2051	276,061.74	27,147,099.11	178,063.05	475,671.05	55,479.16	1,813,457.27
2052	282,712.05	32,840,984.38	180,455.05	494,024.30	36,255.25	1,945,448.19
	4.16%	20.97%	2.77%	5.97%	-2.84%	10.39%

Fuente: Elaboración propia.

4.4.9 Ventas de energía eléctrica globales por nivel de tensión

Para prever la progresión de las ventas de energía en baja tensión, se ha utilizado el enfoque de las tendencias en los datos de ventas en baja tensión, media tensión del Mercado Regulado [64]. Los hallazgos logrados para la tasa de crecimiento, así como para las ventas en MWh, son los que se presentan en la tabla 24.

Tabla 24.

Proyección de ventas totales aplicando el método de tendencias y econométrico.

AÑO	TOTAL	TOTAL	NIVEL DE TENSION (1)		TOTAL
	VENTAS (MAT)	VENTAS (AT)	MT	BT	VENTAS
2022	0.00	0.00	5,918.67	77,770.88	83,690
2023	0.00	0.00	6,546.55	86,021.19	92,568
2024	0.00	0.00	7,172.79	94,249.86	101,423
2025	0.00	0.00	7,820.87	102,765.53	110,586
2026	0.00	0.00	8,490.36	111,562.58	120,053
2027	0.00	0.00	9,180.86	120,635.78	129,817
2028	0.00	0.00	9,562.92	125,655.94	135,219
2029	0.00	0.00	9,960.87	130,885.02	140,846
2030	0.00	0.00	10,375.38	136,331.70	146,707
2031	0.00	0.00	10,807.15	142,005.04	152,812
2032	0.00	0.00	11,256.88	147,914.47	159,171
2033	0.00	0.00	11,725.32	154,069.81	165,795
2034	0.00	0.00	12,213.27	160,481.31	172,695
2035	0.00	0.00	12,721.51	167,159.62	179,881
2036	0.00	0.00	13,250.91	174,115.83	187,367
2037	0.00	0.00	13,802.33	181,361.53	195,164
2038	0.00	0.00	14,376.71	188,908.75	203,285
2039	0.00	0.00	14,974.98	196,770.04	211,745
2040	0.00	0.00	15,598.15	204,958.47	220,557
2041	0.00	0.00	16,247.26	213,487.66	229,735
2042	0.00	0.00	16,923.38	222,371.79	239,295
2043	0.00	0.00	17,627.63	231,625.62	249,253
2044	0.00	0.00	18,361.19	241,264.54	259,626
2045	0.00	0.00	19,125.28	251,304.57	270,430
2046	0.00	0.00	19,921.16	261,762.42	281,684
2047	0.00	0.00	20,750.16	272,655.46	293,406
2048	0.00	0.00	21,613.67	284,001.81	305,615
2049	0.00	0.00	22,513.10	295,820.32	318,333
2050	0.00	0.00	23,449.97	308,130.66	331,581
2051	0.00	0.00	24,425.82	320,953.28	345,379
2052	0.00	0.00	25,442.28	334,309.50	359,752

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados mostrados se han logrado aplicando las mismas consideraciones que se usaron para las ventas totales.

4.4.10 Tasas de crecimiento

Las tasas de crecimiento de la concesionaria Electrocentro SER y su promedio se muestran la siguiente tabla 25. La tasa de crecimiento se considera de la siguiente forma: de los primeros cinco años corresponde a la tasa de la proyección por método

econométrico seleccionado de cada año y los siguientes años corresponde al promedio de la tasa de los 20 años proyectados del método tendencial.

Tabla 25.
Tasas de crecimiento del Área de la concesionaria Electrocentro SER

AÑO	TASA DE CRECIMIENTO %
2022	0.00%
2023	10.61%
2024	9.57%
2025	9.04%
2026	8.56%
2027	8.13%
2028	4.16%
2029	4.16%
2030	4.16%
2031	4.16%
2032	4.16%
2033	4.16%
2034	4.16%
2035	4.16%
2036	4.16%
2037	4.16%
2038	4.16%
2039	4.16%
2040	4.16%
2041	4.16%
2042	4.16%
Tasa promedio (%) :	4.998%

Fuente: Elaboración propia

4.4.11 Caracterización de la carga

Esta etapa de la investigación permite determinar los factores de simultaneidad, para este propósito, se consideran los perfiles de carga de 9 subestaciones de distribución eléctrica que pertenecen a los SER, en la siguiente tabla 26 se muestra los registros de mediciones cada 15 minutos en valores por unidad.

Tabla 26.

Registro de mediciones cada 15 min en PU

CodSed	E411153	E440009	E411148	E411151	E411144	E411158	E411183	E411157	E440012
00:15	0.16	0.13	0.34	0.26	0.19	0.10	0.33	0.16	0.41
00:30	0.15	0.04	0.27	0.20	0.01	0.06	0.21	0.21	0.42
00:45	0.07	0.04	0.30	0.27	0.15	0.14	0.19	0.09	0.42
01:00	0.16	0.26	0.27	0.17	0.06	0.11	0.17	0.15	0.40
01:15	0.19	0.02	0.30	0.28	0.17	0.12	0.17	0.05	0.41
01:30	0.15	0.26	0.29	0.31	0.05	0.12	0.14	0.21	0.41
01:45	0.10	0.02	0.29	0.14	0.03	0.06	0.19	0.15	0.41
02:00	0.10	0.02	0.28	0.27	0.12	0.13	0.16	0.10	0.39
02:15	0.20	0.26	0.28	0.22	0.12	0.11	0.15	0.16	0.42
02:30	0.21	0.26	0.27	0.22	0.04	0.11	0.17	0.07	0.40
02:45	0.10	0.02	0.28	0.29	0.05	0.09	0.20	0.20	0.39
03:00	0.12	0.08	0.28	0.21	0.09	0.06	0.19	0.06	0.40
03:15	0.16	0.09	0.28	0.22	0.17	0.13	0.14	0.16	0.40
03:30	0.43	0.06	0.26	0.25	0.14	0.12	0.19	0.08	0.41
03:45	0.54	0.09	0.26	0.28	0.12	0.09	0.13	0.20	0.39
04:00	0.14	0.11	0.24	0.25	0.06	0.07	0.16	0.07	0.40
04:15	0.21	0.02	0.24	0.21	0.13	0.10	0.21	0.14	0.42
04:30	0.29	0.02	0.17	0.28	0.12	0.12	0.16	0.12	0.37
04:45	0.33	0.02	0.07	0.24	0.03	0.17	0.18	0.16	0.39
05:00	0.32	0.04	1.00	0.41	0.08	0.12	0.19	0.15	0.42
05:15	0.50	0.05	0.52	0.67	0.48	0.28	0.18	0.06	0.55
05:30	0.58	0.06	0.22	0.65	0.62	0.31	0.17	0.17	0.55
05:45	0.64	0.11	0.23	0.59	0.68	0.33	0.19	0.22	0.60
06:00	0.72	0.13	0.23	0.48	0.60	0.37	0.28	0.29	0.60
06:15	0.65	0.09	0.28	0.62	0.69	0.36	0.24	0.37	0.73
06:30	0.35	0.08	0.26	0.41	0.55	0.30	0.41	0.25	0.73
06:45	0.35	0.13	0.26	0.39	0.42	0.23	0.20	0.41	0.61
07:00	0.27	0.15	0.26	0.29	0.37	0.20	0.24	0.28	0.39
07:15	0.26	0.20	0.14	0.27	0.49	0.20	0.15	0.11	0.31
07:30	0.15	0.11	0.12	0.24	0.57	0.10	0.56	0.16	0.27
07:45	0.14	0.04	0.03	0.15	0.46	0.11	0.73	0.10	0.27
08:00	0.27	0.03	0.01	0.25	0.50	0.12	0.23	0.21	0.24
08:15	0.23	0.04	0.04	0.31	0.51	0.10	0.11	0.15	0.23
08:30	0.15	0.03	0.03	0.24	0.53	0.18	0.15	0.12	0.22
08:45	0.19	0.07	0.07	0.20	0.48	0.14	0.18	0.12	0.29
09:00	0.19	0.08	0.07	0.30	0.57	0.10	0.21	0.18	0.31
09:15	0.22	0.09	0.08	0.23	0.51	0.13	0.13	0.17	0.32
09:30	0.17	0.12	0.11	0.12	0.59	0.14	0.14	0.09	0.31
09:45	0.22	0.22	0.20	0.21	0.47	0.17	0.13	0.14	0.31
10:00	0.24	0.25	0.22	0.15	0.52	0.12	0.13	0.10	0.28

10:15	0.23	0.28	0.11	0.18	0.57	0.15	0.09	0.20	0.27
10:30	0.32	0.28	0.12	0.25	0.51	0.13	0.10	0.10	0.30
10:45	0.25	0.28	0.11	0.29	0.59	0.22	0.16	0.15	0.29
11:00	0.22	0.28	0.11	0.18	0.53	0.17	0.14	0.24	0.29
11:15	0.28	0.28	0.12	0.10	0.65	0.14	0.27	0.13	0.28
11:30	0.30	0.24	0.11	0.36	0.70	0.18	0.18	0.17	0.28
11:45	0.36	0.24	0.11	0.24	0.57	0.22	0.20	0.13	0.30
12:00	0.35	0.20	0.07	0.39	0.65	0.21	0.19	0.24	0.28
12:15	0.33	0.08	0.38	0.35	0.55	0.22	0.23	0.19	0.30
12:30	0.31	0.02	0.45	0.30	0.57	0.21	0.26	0.10	0.30
12:45	0.39	0.03	0.50	0.31	0.70	0.22	0.30	0.23	0.28
13:00	0.30	0.03	0.39	0.44	0.62	0.17	0.30	0.14	0.35
13:15	0.38	0.03	0.30	0.33	0.62	0.18	0.24	0.12	0.29
13:30	0.42	0.02	0.23	0.29	0.64	0.22	0.36	0.18	0.28
13:45	0.45	0.02	0.30	0.35	0.57	0.26	0.36	0.19	0.37
14:00	0.48	0.02	0.46	0.43	0.66	0.23	0.30	0.30	0.36
14:15	0.49	0.14	0.63	0.33	0.83	0.23	0.32	0.22	0.36
14:30	0.53	0.15	0.46	0.49	0.66	0.41	0.34	0.23	0.35
14:45	0.56	0.13	0.23	0.29	0.73	0.99	0.36	0.30	0.38
15:00	0.62	0.15	0.21	0.45	0.75	0.97	0.30	0.33	0.37
15:15	0.56	0.15	0.07	0.31	0.67	0.95	0.27	0.26	0.31
15:30	0.59	0.15	0.13	0.30	0.68	1.00	0.28	0.34	0.34
15:45	0.51	0.13	0.13	0.37	0.59	0.97	0.25	0.43	0.32
16:00	0.59	0.17	0.08	0.29	0.62	0.99	0.37	0.38	0.34
16:15	0.52	0.18	0.08	0.30	0.73	0.99	0.31	0.30	0.39
16:30	0.49	0.20	0.08	0.41	0.69	0.96	0.82	0.29	0.34
16:45	0.48	0.26	0.07	0.29	0.67	0.99	0.28	0.61	0.30
17:00	0.47	0.22	0.07	0.48	0.59	0.43	0.19	0.26	0.32
17:15	0.38	0.11	0.07	0.45	0.49	0.23	0.24	0.25	0.32
17:30	0.40	0.04	0.08	0.53	0.68	0.16	0.28	0.33	0.33
17:45	0.30	0.04	0.11	0.41	0.56	0.15	0.26	0.33	0.37
18:00	0.15	0.04	0.30	0.24	0.14	0.05	0.27	0.25	0.19
18:15	0.23	0.14	0.46	0.31	0.13	0.75	0.37	0.16	0.23
18:30	0.42	0.31	0.70	0.51	0.31	0.36	0.32	0.17	0.48
18:45	0.89	0.52	0.78	0.77	0.78	0.30	0.43	0.40	0.71
19:00	0.86	0.76	0.79	0.59	1.00	0.39	0.69	1.00	0.90
19:15	0.99	0.79	0.81	0.85	0.90	0.49	0.69	0.47	0.91
19:30	0.98	0.94	0.84	0.89	0.78	0.44	0.83	0.50	0.97
19:45	1.00	1.00	0.86	0.78	0.78	0.51	0.92	0.56	1.00
20:00	0.76	0.89	0.87	0.86	0.85	0.46	1.00	0.56	0.94
20:15	0.59	0.83	0.83	0.92	0.88	0.46	0.91	0.50	0.81
20:30	0.55	0.63	0.72	1.00	0.76	0.44	0.77	0.56	0.77
20:45	0.49	0.56	0.74	0.70	0.69	0.41	0.81	0.52	0.74
21:00	0.43	0.49	0.57	0.66	0.68	0.44	0.60	0.50	0.73
21:15	0.33	0.52	0.32	0.54	0.61	0.34	0.63	0.50	0.65
21:30	0.18	0.27	0.23	0.38	0.49	0.35	0.55	0.42	0.58

21:45	0.27	0.08	0.19	0.67	0.37	0.28	0.49	0.36	0.58
22:00	0.26	0.05	0.17	0.57	0.38	0.28	0.49	0.30	0.54
22:15	0.18	0.05	0.17	0.40	0.26	0.23	0.44	0.29	0.52
22:30	0.18	0.05	0.17	0.26	0.23	0.18	0.31	0.25	0.48
22:45	0.07	0.05	0.17	0.30	0.18	0.17	0.28	0.24	0.44
23:00	0.21	0.08	0.17	0.40	0.24	0.19	0.17	0.20	0.44
23:15	0.21	0.05	0.19	0.22	0.12	0.11	0.27	0.13	0.42
23:30	0.17	0.05	0.21	0.23	0.11	0.10	0.19	0.23	0.38
23:45	0.10	0.05	0.17	0.35	0.29	0.06	0.26	0.11	0.37
00:00	0.11	0.05	0.17	0.18	0.06	0.10	0.21	0.12	0.36

Fuente: Elaboración propia.

El diagrama de carga figura 58, representa las diferentes características de comportamiento de las subestaciones de distribución en un día típico de la demanda, en el Anexo A se muestra los perfiles de carga de cada subestación de distribución con sus características y factores respectivos.

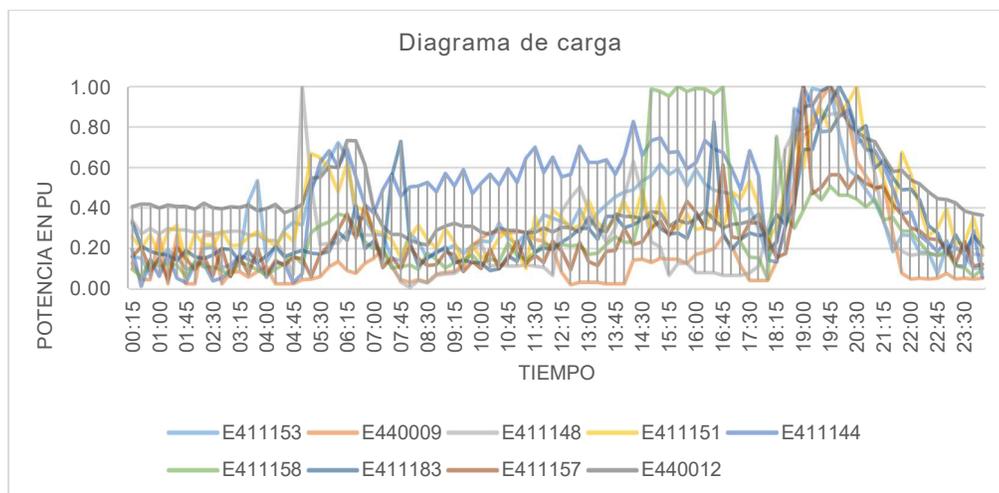


Figura 58. Diagrama de carga del grupo de subestaciones de distribución.

Fuente: Elaboración propia

Para caracterizar la demanda de los SER se establecieron 3 bloques horarios.

Bloque punta, con 3 horas de duración y un factor de simultaneidad de 0.83

Bloque media, con 10 horas de duración y un factor de simultaneidad de 0.43

Bloque base, con 11 horas de duración y un factor de simultaneidad de 0.25

En la figura 59, muestra los detalles del factor de simultaneidad y diagrama de duración de la carga.

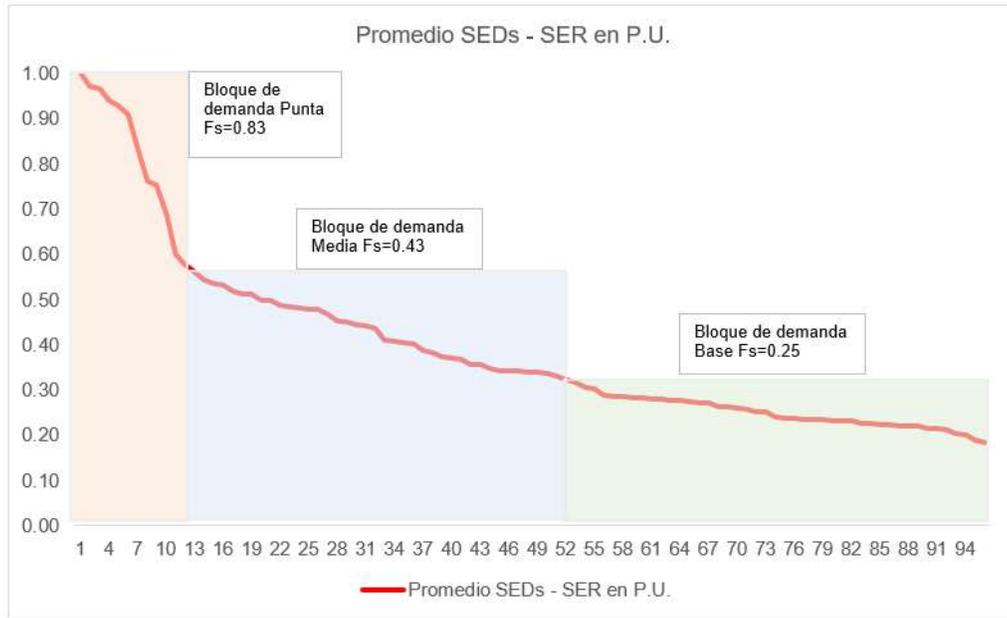


Figura 59. Diagrama de duración de carga y bloques de demanda.
Fuente: Elaboración propia

4.5 Etapa 4: Localización y tamaño de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión

Para establecer la localización de la Generación Distribuida, se utilizó el diseño factorial experimental [59] 10x10x4x3 y para la simulación de flujos de carga se utilizó el software Power Factory DigSilent, teniendo como respuesta las pérdidas de potencia y energía eléctrica.

El diseño factorial experimental cuenta con 4 factores:

Factor 1: Ubicación de la Generación Distribuida y sus 10 niveles son:

- Nivel 1 = A1: GD ubicada a 10% de distancia de la SED
- Nivel 2 = A2: GD ubicada a 20% de distancia de la SED
- Nivel 3 = A3: GD ubicada a 30% de distancia de la SED

- Nivel 4 = A4: GD ubicada a 40% de distancia de la SED
- Nivel 5 = A5: GD ubicada a 50% de distancia de la SED
- Nivel 6 = A6: GD ubicada a 60% de distancia de la SED
- Nivel 7 = A7: GD ubicada a 70% de distancia de la SED
- Nivel 8 = A8: GD ubicada a 80% de distancia de la SED
- Nivel 9 = A9: GD ubicada a 90% de distancia de la SED
- Nivel 10 = A10: GD ubicada a 100% de distancia de la SED

Factor 2: Casos de la Potencia de Generación Distribuida para Bloques de Demanda y sus 10 niveles son:

- Nivel 1 = B1: GDmaxB: GD a máxima potencia en Bloque Base
- Nivel 2 = B2: GDmaxM: GD a máxima potencia en Bloque Media
- Nivel 3 = B3: GDmaxP: GD a máxima potencia en Bloque Punta
- Nivel 4 = B4: GDmedB: GD a media potencia en Bloque Base
- Nivel 5 = B5: GDmedM: GD a media potencia en Bloque Media
- Nivel 6 = B6: GDmedP: GD a media potencia en Bloque Punta
- Nivel 7 = B7: GDminB: GD a mínima potencia en Bloque Base
- Nivel 8 = B8: GDminM: GD a mínima potencia en Bloque Media
- Nivel 9 = B9: GDminP: GD a mínima potencia en Bloque Punta
- Nivel 10 = B10: SinGDB: Sin GD en Bloque Base

Factor 3: Potencia de la Generación Distribuida y sus 04 niveles son:

- Nivel 1 = C1: Max: Máxima potencia de GD
- Nivel 2 = C2: Med: Media potencia de GD
- Nivel 3 = C3: Min: Mínima potencia de GD
- Nivel 4 = C4: Sin: Sin GD

Factor 4: Bloque de Demanda y sus 03 niveles son:

- Nivel 1 = D1: Bloque de Demanda Base
- Nivel 2 = D2: Bloque de Demanda Media
- Nivel 3 = D3: Bloque de Demanda Punta

Respuesta: Pérdidas de Potencia

El número de respuestas para el diseño factorial $10 \times 10 \times 4 \times 3 = 1200$ respuestas, en la tabla 27, se muestra su representación matricial.

Tabla 27.

Representación matricial del diseño factorial

		B1			B2			B3			B4			B5			B6			B7			B8			B9			B10		
		D1	D2	D3	D1	D2	D3																								
A1	C1	1111	1112	1113	1211	1212	1213	1311	1312	1313	1411	1412	1413	1511	1512	1513	1611	1612	1613	1711	1712	1713	1811	1812	1813	1911	1912	1913	2011	2012	2013
	C2	1121	1122	1123	1221	1222	1223	1321	1322	1323	1421	1422	1423	1521	1522	1523	1621	1622	1623	1721	1722	1723	1821	1822	1823	1921	1922	1923	2021	2022	2023
	C3	1131	1132	1133	1231	1232	1233	1331	1332	1333	1431	1432	1433	1531	1532	1533	1631	1632	1633	1731	1732	1733	1831	1832	1833	1931	1932	1933	2031	2032	2033
	C4	1141	1142	1143	1241	1242	1243	1341	1342	1343	1441	1442	1443	1541	1542	1543	1641	1642	1643	1741	1742	1743	1841	1842	1843	1941	1942	1943	2041	2042	2043
A2	C1	2111	2112	2113	2211	2212	2213	2311	2312	2313	2411	2412	2413	2511	2512	2513	2611	2612	2613	2711	2712	2713	2811	2812	2813	2911	2912	2913	21011	21012	21013
	C2	2121	2122	2123	2221	2222	2223	2321	2322	2323	2421	2422	2423	2521	2522	2523	2621	2622	2623	2721	2722	2723	2821	2822	2823	2921	2922	2923	21021	21022	21023
	C3	2131	2132	2133	2231	2232	2233	2331	2332	2333	2431	2432	2433	2531	2532	2533	2631	2632	2633	2731	2732	2733	2831	2832	2833	2931	2932	2933	21031	21032	21033
	C4	2141	2142	2143	2241	2242	2243	2341	2342	2343	2441	2442	2443	2541	2542	2543	2641	2642	2643	2741	2742	2743	2841	2842	2843	2941	2942	2943	21041	21042	21043
A3	C1	3111	3112	3113	3211	3212	3213	3311	3312	3313	3411	3412	3413	3511	3512	3513	3611	3612	3613	3711	3712	3713	3811	3812	3813	3911	3912	3913	31011	31012	31013
	C2	3121	3122	3123	3221	3222	3223	3321	3322	3323	3421	3422	3423	3521	3522	3523	3621	3622	3623	3721	3722	3723	3821	3822	3823	3921	3922	3923	31021	31022	31023
	C3	3131	3132	3133	3231	3232	3233	3331	3332	3333	3431	3432	3433	3531	3532	3533	3631	3632	3633	3731	3732	3733	3831	3832	3833	3931	3932	3933	31031	31032	31033
	C4	3141	3142	3143	3241	3242	3243	3341	3342	3343	3441	3442	3443	3541	3542	3543	3641	3642	3643	3741	3742	3743	3841	3842	3843	3941	3942	3943	31041	31042	31043
A4	C1	4111	4112	4113	4211	4212	4213	4311	4312	4313	4411	4412	4413	4511	4512	4513	4611	4612	4613	4711	4712	4713	4811	4812	4813	4911	4912	4913	41011	41012	41013
	C2	4121	4122	4123	4221	4222	4223	4321	4322	4323	4421	4422	4423	4521	4522	4523	4621	4622	4623	4721	4722	4723	4821	4822	4823	4921	4922	4923	41021	41022	41023
	C3	4131	4132	4133	4231	4232	4233	4331	4332	4333	4431	4432	4433	4531	4532	4533	4631	4632	4633	4731	4732	4733	4831	4832	4833	4931	4932	4933	41031	41032	41033
	C4	4141	4142	4143	4241	4242	4243	4341	4342	4343	4441	4442	4443	4541	4542	4543	4641	4642	4643	4741	4742	4743	4841	4842	4843	4941	4942	4943	41041	41042	41043
A5	C1	5111	5112	5113	5211	5212	5213	5311	5312	5313	5411	5412	5413	5511	5512	5513	5611	5612	5613	5711	5712	5713	5811	5812	5813	5911	5912	5913	51011	51012	51013
	C2	5121	5122	5123	5221	5222	5223	5321	5322	5323	5421	5422	5423	5521	5522	5523	5621	5622	5623	5721	5722	5723	5821	5822	5823	5921	5922	5923	51021	51022	51023
	C3	5131	5132	5133	5231	5232	5233	5331	5332	5333	5431	5432	5433	5531	5532	5533	5631	5632	5633	5731	5732	5733	5831	5832	5833	5931	5932	5933	51031	51032	51033
	C4	5141	5142	5143	5241	5242	5243	5341	5342	5343	5441	5442	5443	5541	5542	5543	5641	5642	5643	5741	5742	5743	5841	5842	5843	5941	5942	5943	51041	51042	51043
A6	C1	6111	6112	6113	6211	6212	6213	6311	6312	6313	6411	6412	6413	6511	6512	6513	6611	6612	6613	6711	6712	6713	6811	6812	6813	6911	6912	6913	61011	61012	61013
	C2	6121	6122	6123	6221	6222	6223	6321	6322	6323	6421	6422	6423	6521	6522	6523	6621	6622	6623	6721	6722	6723	6821	6822	6823	6921	6922	6923	61021	61022	61023
	C3	6131	6132	6133	6231	6232	6233	6331	6332	6333	6431	6432	6433	6531	6532	6533	6631	6632	6633	6731	6732	6733	6831	6832	6833	6931	6932	6933	61031	61032	61033
	C4	6141	6142	6143	6241	6242	6243	6341	6342	6343	6441	6442	6443	6541	6542	6543	6641	6642	6643	6741	6742	6743	6841	6842	6843	6941	6942	6943	61041	61042	61043
A7	C1	7111	7112	7113	7211	7212	7213	7311	7312	7313	7411	7412	7413	7511	7512	7513	7611	7612	7613	7711	7712	7713	7811	7812	7813	7911	7912	7913	71011	71012	71013
	C2	7121	7122	7123	7221	7222	7223	7321	7322	7323	7421	7422	7423	7521	7522	7523	7621	7622	7623	7721	7722	7723	7821	7822	7823	7921	7922	7923	71021	71022	71023
	C3	7131	7132	7133	7231	7232	7233	7331	7332	7333	7431	7432	7433	7531	7532	7533	7631	7632	7633	7731	7732	7733	7831	7832	7833	7931	7932	7933	71031	71032	71033
	C4	7141	7142	7143	7241	7242	7243	7341	7342	7343	7441	7442	7443	7541	7542	7543	7641	7642	7643	7741	7742	7743	7841	7842	7843	7941	7942	7943	71041	71042	71043
A8	C1	8111	8112	8113	8211	8212	8213	8311	8312	8313	8411	8412	8413	8511	8512	8513	8611	8612	8613	8711	8712	8713	8811	8812	8813	8911	8912	8913	81011	81012	81013
	C2	8121	8122	8123	8221	8222	8223	8321	8322	8323	8421	8422	8423	8521	8522	8523	8621	8622	8623	8721	8722	8723	8821	8822	8823	8921	8922	8923	81021	81022	81023
	C3	8131	8132	8133	8231	8232	8233	8331	8332	8333	8431	8432	8433	8531	8532	8533	8631	8632	8633	8731	8732	8733	8831	8832	8833	8931	8932	8933	81031	81032	81033
	C4	8141	8142	8143	8241	8242	8243	8341	8342	8343	8441	8442	8443	8541	8542	8543	8641	8642	8643	8741	8742	8743	8841	8842	8843	8941	8942	8943	81041	81042	81043
A9	C1	9111	9112	9113	9211	9212	9213	9311	9312	9313	9411	9412	9413	9511	9512	9513	9611	9612	9613	9711	9712	9713	9811	9812	9813	9911	9912	9913	91011	91012	91013
	C2	9121	9122	9123	9221	9222	9223	9321	9322	9323	9421	9422	9423	9521	9522	9523	9621	9622	9623	9721	9722	9723	9821	9822	9823	9921	9922	9923	91021	91022	91023
	C3	9131	9132	9133	9231	9232	9233	9331	9332	9333	9431	9432	9433	9531	9532	9533	9631	9632	9633	9731	9732	9733	9831	9832	9833	9931	9932	9933	91031	91032	91033
	C4	9141	9142	9143	9241	9242	9243	9341	9342	9343	9441	9442	9443	9541	9542	9543	9641	9642	9643	9741	9742	9743	9841	9842	9843	9941	9942	9943	91041	91042	91043
A10	C1	10111	10112	10113	10211	10212	10213	10311	10312	10313	10411	10412	10413	10511	10512	10513	10611	10612	10613	10711	10712	10713	10811	10812	10813	10911	10912	10913	101011	101012	101013
	C2	10121	10122	10123	10221	10222	10223	10321	10322	10323	10421	10422	10423	10521	10522	10523	10621	10622	10623	10721	10722	10723	10821	10822	10823	10921	10922	10923	101021	101022	101023
	C3	10131	10132	10133	10231	10232	10233	10331	10332	10333	10431	10432	10433	10531	10532	10533	10631	10632	10633	10731	10732	10733	10831	10832	10833	10931	10932	10933	101031	101032	101033
	C4	10141	10142	10143	10241	10242	10243	10341	10342	10343	10441	10442	10443	10541	10542	10543	10641	10642	10643	10741	10742	10743	10841	10842	10843	10941	10942	10943	101041	101042	101043

Fuente: Elaboración propia.

Para obtener las 1200 respuestas o pérdidas de potencia se utilizó el software Power Factory DigSilent.

De acuerdo a las características radiales de las redes de BT, para el diseño de las redes se utilizó los métodos aproximados donde se establecen cargas uniformemente distribuidas en el circuito de una subestación de distribución, la generación distribuida estará ubicada en cada nodo de la red, figura 60 y características técnicas de los elementos eléctricos figura 61, 62 y 63.

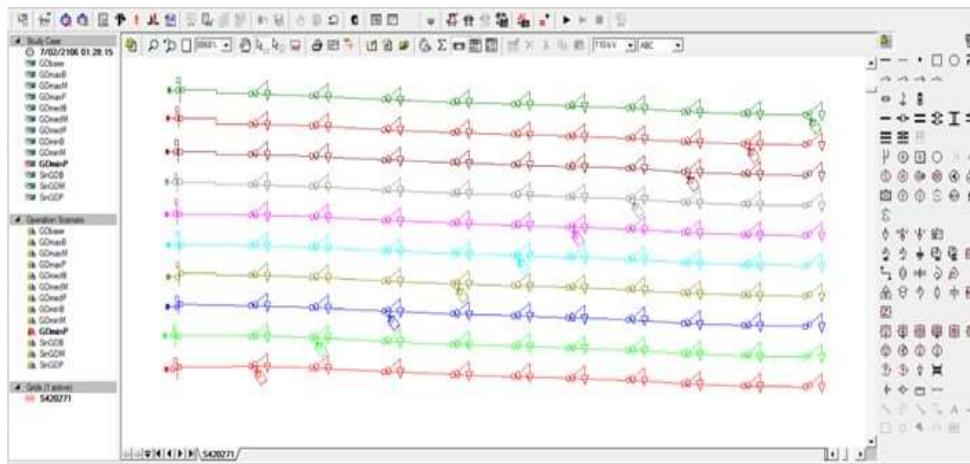


Figura 60. Diagrama unifilar de los 10 casos de ubicación de GD
Fuente: DigSilent

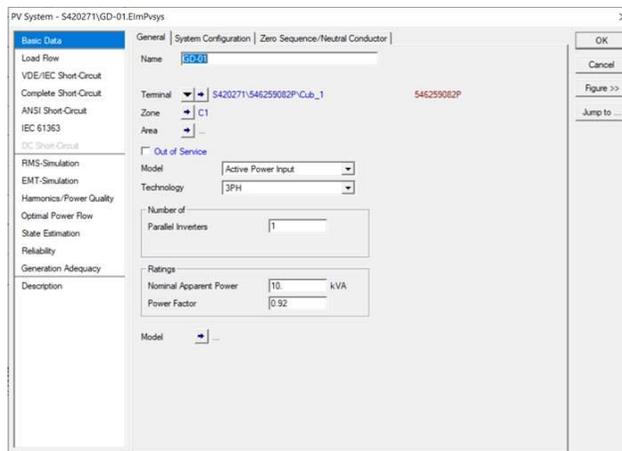


Figura 61. Características de la GD Fotovoltaica.
Fuente: DigSilent



Figura 62. Características de la carga uniformemente distribuida en la red de BT.
Fuente: DigSilent

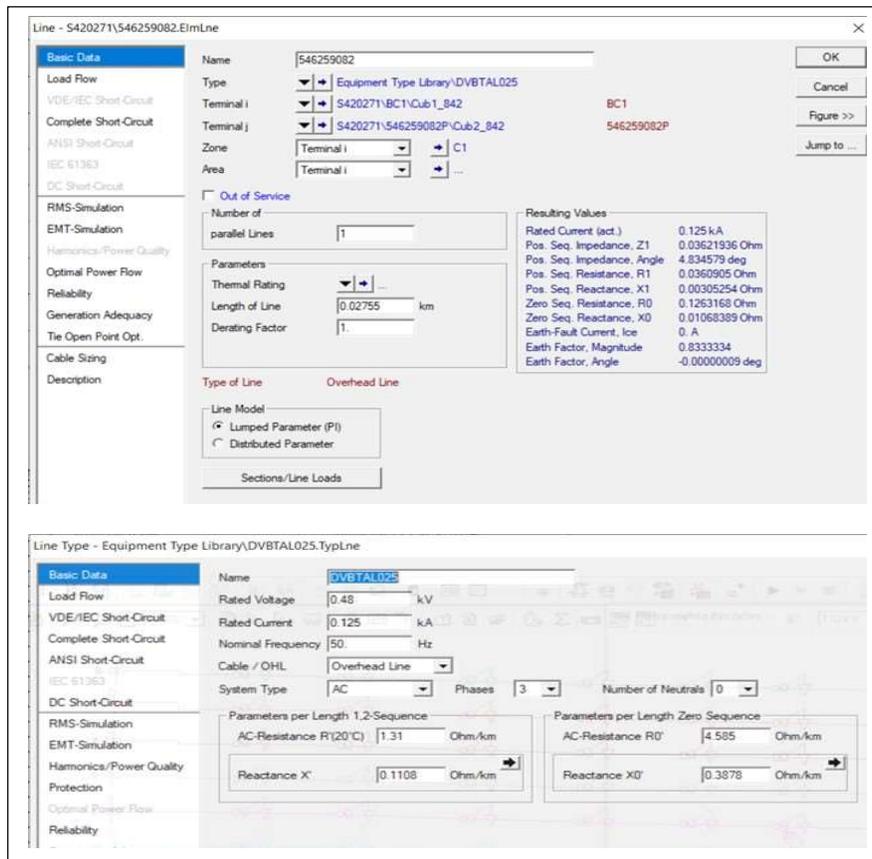


Figura 63. Características de las redes de BT.
Fuente: DigSilent

Luego de determinar las pérdidas de energía, se procedió a analizar los datos en el software Minitab, en la figura 64 se observa los efectos principales en las pérdidas de potencia, de acuerdo a los resultados la Ubicación de la Generación Distribuida (A) debe

estar a ubicada en un Nivel 6 = A6: GD ubicada a 60% de distancia de la SED, asimismo respecto a la participación de la GD en los bloques horario, deben corresponder a los Nives: Nivel 4 = B4: GDmedB: GD a media potencia en Bloque Base y/o Nivel 5 = B5: GDmedM: GD a media potencia en Bloque Media y/o Nivel 6 = B6: GDmedP: GD a media potencia en Bloque Punta. En relación a la Potencia de la GD, el Nivel 3 = C3: Min: Mínima potencia de GD resulta el que mejores efectos tienen en el sistema, finalmente el Bloque de Demanda del Nivel 2 = D2: Bloque de Demanda Media, es donde se obtienes mejores respuestas.

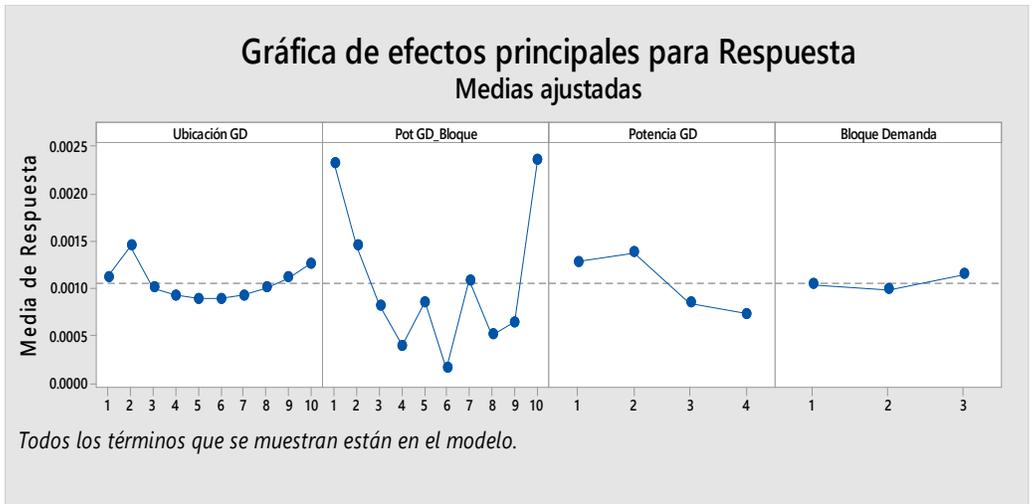


Figura 64. Efectos principales para la respuesta.
Fuente: Minitab

Para un mejor análisis de las respuestas, resulta importante revisar el gráfico de interacción de los factores y sus niveles en relación a la respuesta, en la figura 65, se observa que la interacción de los diferentes factores:

- ✓ Interacción de la Ubicación de la Generación Distribuida (A) con factores: participación de la GD en bloques horarios (B), la Potencia de la GD (C), Bloque de Demanda (D), las mejores respuestas se dan cuando la ubicación GD ubicada a 60% de distancia de la SED.

- ✓ La interacción de Potencia de la GD (C) con los factores: Ubicación de la Generación Distribuida (A), participación de la GD en los bloques horarios (B) y Bloque de Demanda (D), las mejores respuestas se dan cuando la potencia de la GD es Mínima potencia.
- ✓ La interacción participación de la GD en los bloques horarios (B) con los factores: Ubicación de la Generación Distribuida (A), de Potencia de la GD (C) y Bloque de Demanda (D), las mejores respuestas se dan cuando la GD es a media potencia en Bloque Punta.
- ✓ La interacción del Bloque de Demanda (D) con los factores: Ubicación de la Generación Distribuida (A), participación de la GD en los bloques horarios (B) y Potencia de la GD (C), las mejores respuestas se en el Bloque de Demanda Media.

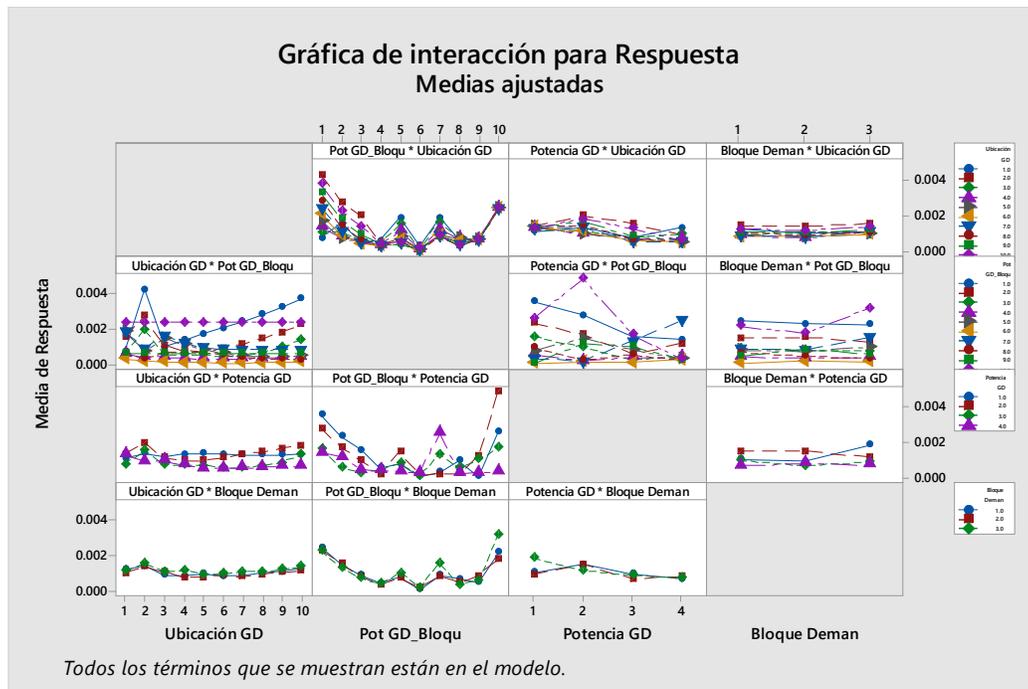


Figura 65. Interacción de los Factores, Niveles para la Respuesta.
Fuente: Minitab

Considerando los resultados del Diseño Experimental Factorial, la investigación propone la incorporación de la GD Fotovoltaica en Bloques horarios Base y Media puesto que no

tendrá participación en el Bloque Punta, en ese sentido es necesario el análisis con las pérdidas de energía por bloque horario Base y Media considerando los Niveles: Ubicación de la Generación Distribuida (A) y la Potencia de la GD (C), tabla 28.

Tabla 28.
Representación matriz de datos del diseño factorial

	Perdidas (kWh)	C1	C2	C3	C4	Total general
Ubicación de la Generación Distribuida (A)	A1	17.73	9.91	9.68	18.23	55.56
	A2	23.60	8.14	7.41	18.23	57.38
	A3	32.32	6.96	5.23	18.23	62.74
	A4	42.33	6.72	3.66	18.23	70.94
	A5	52.65	7.26	2.71	18.23	80.86
	A6	63.22	8.43	2.26	18.23	92.14
	A7	76.32	10.49	2.21	18.23	107.25
	A8	89.77	13.09	2.58	18.23	123.67
	A9	105.84	16.68	3.43	18.23	144.19
	A10	123.80	21.13	4.74	18.23	167.90
Total general	627.57	108.82	43.91	182.34	962.64	

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados en términos de energía corroboran los resultados de las pérdidas en potencia, con la precisión que la GD debe estar ubicada a un 60% de e la subestación de distribución para abastecer a una demanda base y media, como se observa en la figura 63 y figura 64, estos resultados son de gran importancia para aplicación en las siguientes estepas del modelo de planeamiento, en la figura 66, el eje X representa la ubicación de la generación distribuida e Y las pérdidas de energía.

En la figura 67, el eje X representa la ubicación de la GD, el eje Y la potencia de la GD y el eje Z las pérdidas de energía (respuesta).

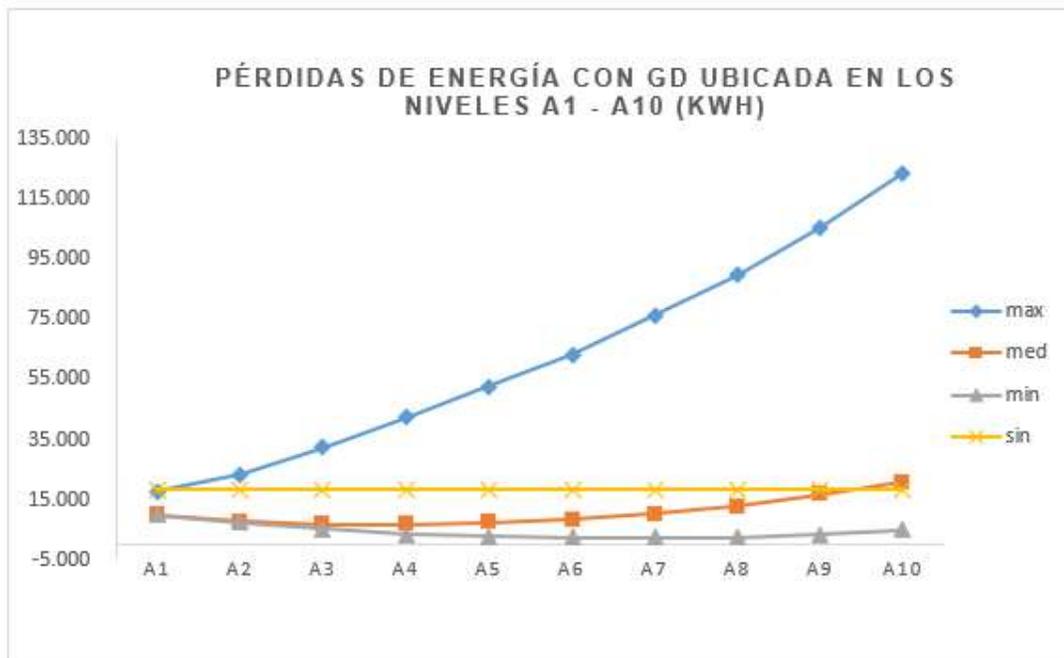


Figura 66. Pérdidas de Energía vs Potencia de las GD.
Fuente: Elaboración propia.

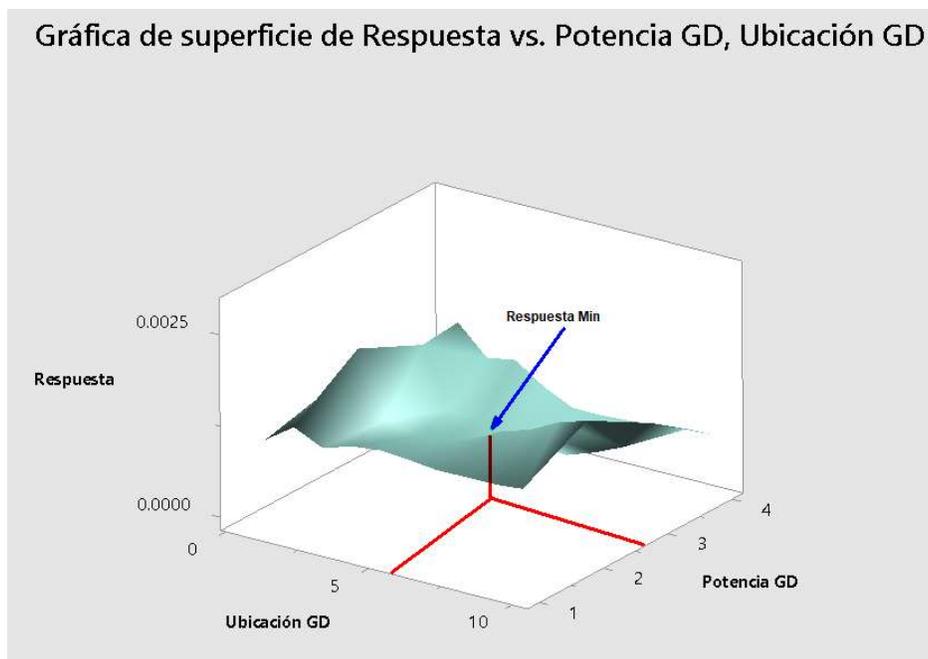


Figura 67. Gráfica de superficie Ubicación de la GD, Potencia de la GD y Respuesta.
Fuente: Minitab

4.6 Etapa 5: Evaluación técnica de las alternativas de solución con GD en el horizonte de planificación (20 años)

4.6.1 Diagnóstico del sistema de distribución existentes del alimentador A4270 de la SET Unión del se Huánuco rural 2 perteneciente a Electrocentro S.A.

Características técnicas y estado

El alimentador A4270 forma parte de la SET UNION, cuyas redes MT se muestran en la figura 68.

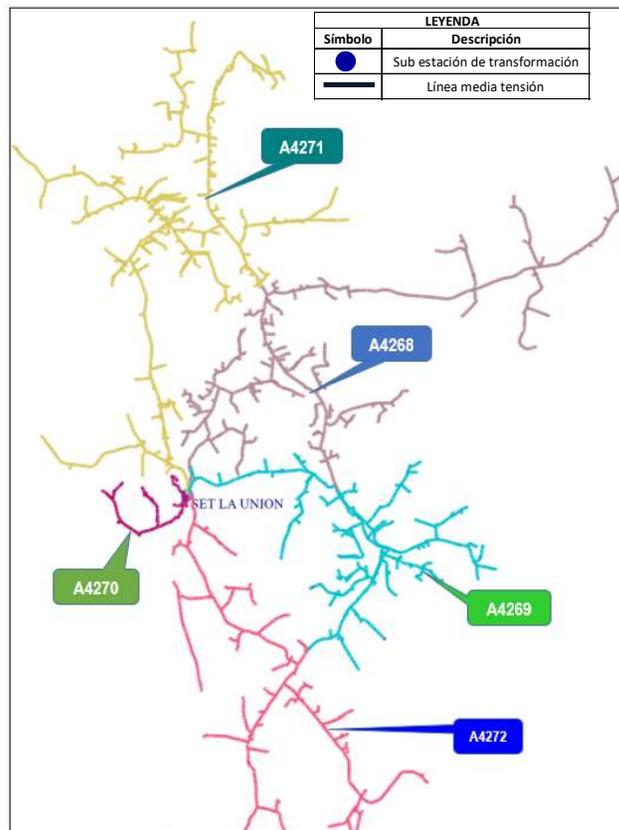


Figura 68. Alimentadores de la SET Unión (A4268, A4269, A4270, A4271 y A4172).
Fuente: Elaboración Propia

La tabla 29 presenta el año en que cada alimentador de este sistema eléctrico fue puesto en funcionamiento, junto con su correspondiente antigüedad.

Tabla 29.

Puesta en servicio de cada alimentador de la SET UNION

Código de Alimentador	tensión	Año de puesta en servicio	antigüedad (años)
A4268	22,90	2018	4
A4269	22,90	2012	10
A4270	22,90	2004	18
A4271	22,90	2017	5
A4272	22,90	2018	4

Fuente: VNR GIS 2022 Electrocentro

De acuerdo a los resultados del análisis de conglomerados, la planificación para la incorporación de generación fotovoltaica en las redes de baja tensión se efectuó en el alimentador A4270, cuyas redes MT y BT se muestran en la figura 69.

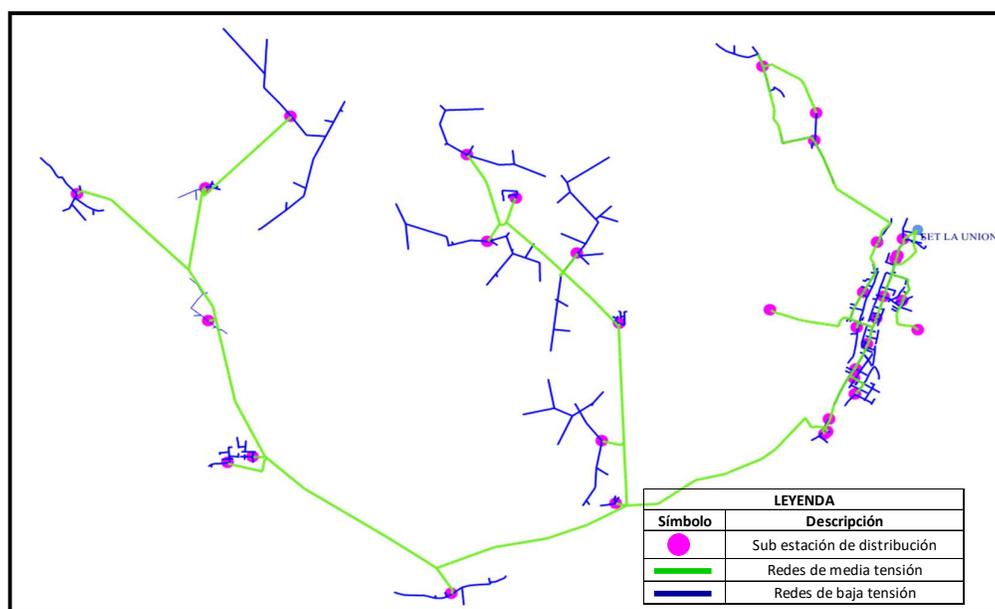


Figura 69. Redes de BT y MT del alimentador A4270 SET Unión.

Fuente: Software DAP.

La tabla 30 muestra las propiedades de las redes MT y BT de este alimentador del sistema Huánuco Rural 2.

Tabla 30.

Características de las Redes del Alimentador A4270 del Sistema Eléctrico Huánuco Rural 2

Alimentador A4270				
Media tensión	Redes	Aéreas	km	29.63
		Subterráneas	km	0.17
	Equipos de protección y seccionamiento	En redes aéreas	cantidad	105
		Concreto	cantidad	39
	Postes	Madera	cantidad	153
		Otros	cantidad	58
SED	Aéreas	Empresa	cantidad	26
		Terceros	cantidad	3
Baja tensión	Redes servicio particular	Aéreas	km	27.16
		Concreto	cantidad	811
	Postes SP	Madera	cantidad	1018
		Otros	cantidad	10
	Equipos AP	Vapor de Sodio	cantidad	398
		Vapor de mercurio	cantidad	36

Fuente: VNR GIS 2021 Electrocentro S.A.

La tabla 31 muestra las propiedades de las redes BT para cada SED del alimentador.

Tabla 31.

Características de las Redes BT por SED del Alimentador A4270

ITEM	CODIGO SED	KM RED BT	KM TRONCAL	CLIENTE S	KWH TOTAL
1	17612327	1.57	0.50	286	15923.5
2	9290214	0.98	0.44	75	5650.3
3	9290216	1.91	0.38	290	22974.9
4	9290218	1.28	0.28	198	18305.7
5	9290414	0.01	0.01	1	21.3
6	9290638	1.16	0.61	33	750.3
7	9290640	1.46	0.71	18	831.4
8	9292200	0.73	0.28	18	726.9
9	9296526	0.37	0.18	12	274.9
10	9296528	1.79	0.72	17	328.3
11	9296536	1.10	0.29	34	478.3
12	9296538	1.00	0.48	39	861.5
13	9296558	0.33	0.19	11	362.3
14	9296566	1.81	0.66	13	108.7
15	9296570	0.62	0.42	17	417.2
16	9296998	0.34	0.26	10	663.1
17	9297000	1.02	0.37	28	1202.3
18	9297038	0.36	0.34	35	1091.9
19	9317526	1.67	0.35	292	27233.4
20	9317528	2.62	0.57	279	17168.2
21	9324244	1.23	0.38	75	2458.2
22	9324338	1.33	0.45	90	4108.3
23	9343466	1.81	0.51	279	13278.1
24	9343930	4.82	2.03	36	1136.9
25	9343944	3.61	1.18	35	1179.4
26	9344022	0.47	0.47	6	234.5

27	9344024	4.98	1.70	40	1329.0
28	9344026	2.59	1.19	69	1658.7
29	9344028	3.75	1.43	27	1452.9

Fuente: VNR GIS 2021 Electrocentro

Condiciones de operación

Para entender las condiciones de funcionamiento de las redes de distribución de baja tensión, se llevó a cabo un análisis de flujo de potencia utilizando el Software DAP. El flujo de potencia es el instrumento más idóneo para determinar el grado de tensión en cada punto de la red de baja tensión, establecer la capacidad de carga de los conductores y calcular las pérdidas de potencia y energía en redes BT.

Los elementos más significativos que se consideran al momento de valorar o diagnosticar los sistemas de distribución eléctrica son el respeto a los requisitos de calidad, seguridad y economía, siempre de acuerdo a las regulaciones y normativas actuales.

A) Adhesión a los requerimientos de Calidad según las NTCSE:

- ✓ Tensión, tabla 32:

Tabla 32.

Tolerancias de caídas de tensión

Sistema Eléctrico	Caída de Tensión
BT	
Sistemas Urbanos	±5%
Urbano-Rurales y Rurales	±7.5%

Fuente: NTCSE

✓ Suministro, tabla 33:

Tabla 33.
Tolerancias de indicadores de calidad de suministro BT

Sector Típico	BT	
	# de interrupciones	# de horas
ST1 (Urbano Alta Densidad)	12	20
ST2 (Urbano Media Densidad)		
ST3 (Urbano Baja Densidad)		
ST4 (Urbano - Rural)	20	50
SER (Sistemas Eléctricos Rurales)	20	20

Fuente: NTCSE

B) Adherencia a los límites máximos de pérdidas técnicas (tabla 34) de acuerdo a la regulación actual:

Tabla 34.
Porcentaje de Pérdidas Reconocidas

SISTEMA ELECTRICO	ENERGIA (MW.h)				POTENCIA (kW)			
	PERDIDAS		PERDIDAS		PERDIDAS		PERDIDAS	
	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT
SE0162 Huanuco Rural 2	1.32%	11.12%	2.23%	13.97%				

Fuente: Resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 224-2019-OS/CD (Informe Técnico Informe No.

0451-2019-GART).

4.6.2 Identificación de las condiciones inadecuadas de operación

4.6.2.1 Análisis de caída de tensión

En la figura 70 a continuación, se muestra la disminución de tensión en las redes de baja tensión del alimentador A4270, para el requerimiento del año 2023.

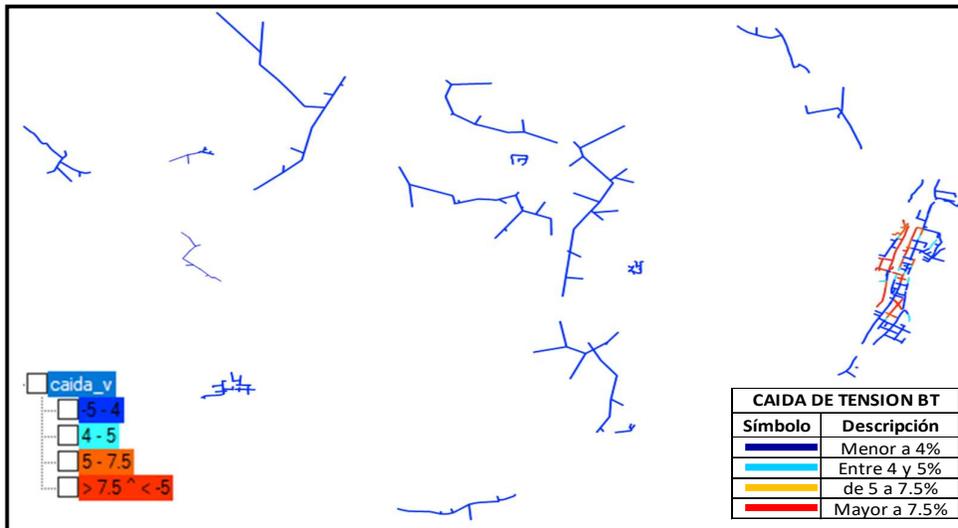


Figura 70. Mapa de caídas de tensión de las redes de BT del alimentador A4270.
Fuente: Software DAP

Las SEDs con mayor % de caída de tensión se muestra en la tabla 35, con el siguiente detalle de las redes en la figura 70:

- ✓ Color Azul indica caídas de tensión menores al 4%.
- ✓ Color Celeste indica caídas de tensión entre 4% y 5%.
- ✓ Color Anaranjado indica caídas de tensión entre 5% y 7.5%.
- ✓ Color Rojo indica caídas de tensión mayores a 7.5%.

Tabla 35.

SED del Alimentador A4270 que exceden límites establecidos de caída de tensión de la NTCSE, por sub tensiones.

ítem	Código de SED	Km red	Km Troncal	Máxima caída de tensión %
1	17612327	1.59	0.503	22.10
2	9343466	1.81	0.509	17.55
3	9317528	2.62	0.573	14.28
4	9290216	1.91	0.375	11.29
5	9290218	1.28	0.277	7.67
6	9317526	1.67	0.354	4.66
7	9343930	4.82	2.025	3.98
8	9344024	4.98	1.703	3.42
9	9324338	1.33	0.454	3.06
10	9290638	1.16	0.608	2.60
11	9344028	3.75	1.431	2.36
12	9344026	2.59	1.186	2.34
13	9297038	0.36	0.34	2.27
14	9343944	3.61	1.182	2.23
15	9296998	0.34	0.259	1.68
16	9290214	0.98	0.443	1.32
17	9324244	1.23	0.375	0.76
18	9290640	1.46	0.707	0.54
19	9344022	0.47	0.467	0.43
20	9292200	0.73	0.28	0.41
21	9296570	0.62	0.422	0.40
22	9296528	1.79	0.719	0.39
23	9296538	1	0.484	0.39
24	9296536	1.1	0.293	0.29
25	9297000	1.02	0.365	0.24
26	9296566	1.81	0.664	0.22
27	9296558	0.33	0.186	0.20
28	9296526	0.37	0.183	0.07
29	9290414	0.01	0.01	0.00

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 35, las SED 17612327, 9343466, 9317528, 9290216 y 9290218 presentan caídas de tensión superiores al 7.5%, el cual influye directamente en el incremento de pérdidas en las redes BT.

Cómo el modelo de planificación multietapa tiene que incorporar la generación distribuida fotovoltaica, también se realizó el análisis de diagnóstico de las caídas de tensión para los tres bloques horarios de demanda como son: máxima demanda, media demanda y baja demanda, para los cual se utilizó los factores de simultaneidad obtenidos en la etapa 3, 0.83DM, 0.43DM y 0.25DM respectivamente para el año 4 (2027), año 10 (2033) y año 20 (2043), estos resultados se muestran en la figura 71 y tabla 36.

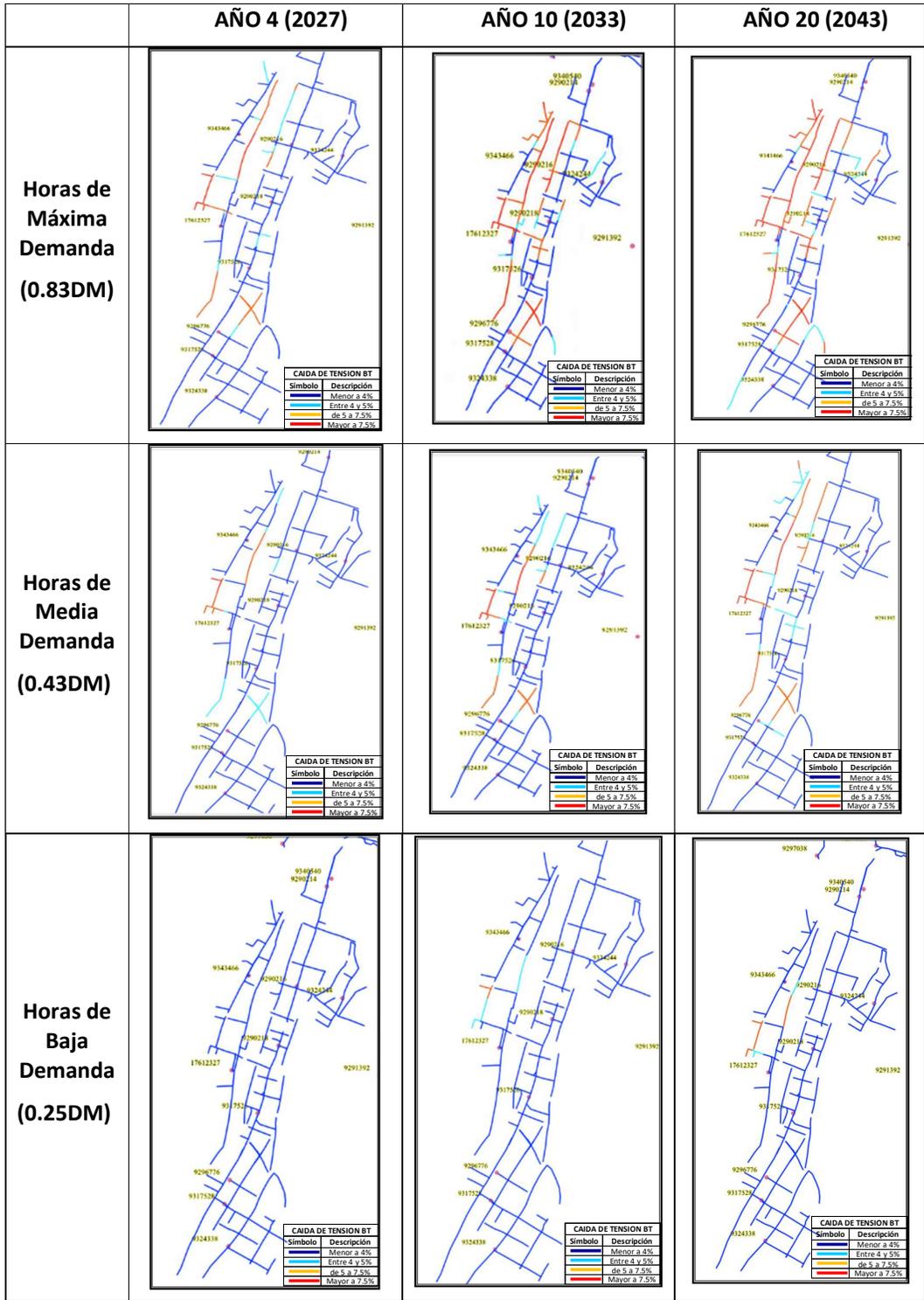


Figura 71. Mapa de caídas de tensión por bloques horarios para los años, 4, 10 y 20.
Fuente: Software DAP

Tabla 36.

Caídas de tensión por bloques horarios para los años, 4, 10 y 20.

código SED	código circuito	CAIDAS DE TENSION								
		MAXIMA DEMANDA			MEDIA DEMANDA			BAJA DEMANDA		
		2027	2033	2043	2027	2033	2043	2027	2033	2043
17612327	D450901	9.21	10.42	13.06	4.63	5.63	6.99	2.68	3.00	3.65
17612327	D450902	6.60	7.44	9.24	3.37	4.08	5.04	1.97	2.20	2.66
17612327	D450903	16.96	19.45	25.20	8.19	10.03	12.60	4.70	5.26	6.42
9290214	D450876	0.83	0.93	1.14	0.43	0.52	0.64	0.26	0.29	0.35
9290214	D450877	1.10	1.23	1.51	0.57	0.69	0.85	0.34	0.37	0.45
9290216	D450881	4.35	4.89	6.02	2.25	2.72	3.34	1.33	1.48	1.79
9290216	D450882	9.18	10.41	13.11	4.56	5.56	6.93	2.62	2.94	3.58
9290216	D450883	5.04	5.68	7.03	2.59	3.13	3.86	1.51	1.69	2.05
9290218	D450886	4.55	5.12	6.36	2.31	2.81	3.47	1.34	1.50	1.82
9290218	D450887	6.29	7.09	8.83	3.18	3.87	4.79	1.85	2.07	2.51
9290218	D450888	1.51	1.70	2.09	0.78	0.94	1.16	0.45	0.51	0.62
9290414	D452876	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9290638	D453361	2.16	2.42	2.97	1.13	1.36	1.67	0.68	0.75	0.91
9290638	D453362	1.16	1.29	1.58	0.62	0.74	0.90	0.37	0.41	0.49
9290640	D453366	0.41	0.45	0.56	0.21	0.26	0.31	0.13	0.14	0.17
9290640	D453367	0.45	0.51	0.62	0.23	0.28	0.35	0.14	0.15	0.19
9292200	D493305	0.34	0.38	0.47	0.18	0.21	0.26	0.11	0.12	0.14
9292200	D493309	0.12	0.13	0.16	0.06	0.07	0.09	0.04	0.04	0.05
9296526	D493274	0.06	0.07	0.08	0.03	0.04	0.05	0.02	0.02	0.03
9296528	D493285	0.13	0.15	0.18	0.07	0.08	0.10	0.04	0.05	0.06
9296528	D493289	0.32	0.36	0.44	0.17	0.21	0.25	0.10	0.12	0.14
9296536	D493275	0.25	0.27	0.33	0.13	0.16	0.19	0.08	0.09	0.11
9296536	D493279	0.04	0.05	0.06	0.02	0.03	0.04	0.01	0.02	0.02
9296538	D493280	0.33	0.37	0.45	0.17	0.21	0.25	0.10	0.12	0.14
9296538	D493284	0.13	0.14	0.17	0.07	0.08	0.10	0.04	0.05	0.05
9296558	D493300	0.17	0.19	0.23	0.09	0.11	0.13	0.05	0.06	0.07
9296566	D493295	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296566	D493299	0.04	0.04	0.05	0.02	0.02	0.03	0.01	0.01	0.02
9296566	D495054	0.19	0.21	0.25	0.10	0.12	0.14	0.06	0.07	0.08
9296570	D493310	0.33	0.37	0.45	0.17	0.21	0.26	0.10	0.12	0.14
9296570	D496939	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296998	D496517	1.39	1.56	1.92	0.72	0.87	1.07	0.42	0.47	0.57
9297000	D497351	0.20	0.22	0.27	0.11	0.13	0.16	0.06	0.07	0.08
9297000	D497352	0.09	0.10	0.12	0.05	0.06	0.07	0.03	0.03	0.04
9297038	D496321	1.88	2.11	2.59	0.99	1.19	1.46	0.59	0.65	0.79
9297038	D496322	0.03	0.03	0.04	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
9317526	D450891	2.99	3.36	4.15	1.54	1.87	2.30	0.90	1.01	1.22
9317526	D450892	2.81	3.16	3.90	1.45	1.75	2.16	0.84	0.94	1.15
9317528	D450896	3.31	3.71	4.58	1.71	2.07	2.54	1.01	1.12	1.36
9317528	D450897	9.79	11.10	13.99	4.87	5.93	7.39	2.80	3.14	3.83

9317528	D450898	3.74	4.19	5.17	1.94	2.34	2.87	1.14	1.27	1.54
9324244	D454421	0.30	0.34	0.41	0.16	0.19	0.23	0.09	0.10	0.13
9324244	D454422	0.63	0.71	0.86	0.33	0.40	0.49	0.20	0.22	0.27
9324338	D496521	0.03	0.03	0.04	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
9324338	D496522	1.38	1.55	1.90	0.72	0.87	1.07	0.43	0.48	0.57
9324338	D496523	2.53	2.84	3.50	1.31	1.59	1.95	0.78	0.87	1.04
9343466	D450276	1.62	1.82	2.23	0.85	1.02	1.25	0.50	0.56	0.68
9343466	D450277	14.91	17.04	21.91	7.25	8.87	11.12	4.15	4.65	5.67
9343466	D450278	6.75	7.61	9.46	3.45	4.17	5.15	2.02	2.26	2.73
9343930	D951546	3.29	3.70	4.55	1.71	2.06	2.54	1.01	1.13	1.36
9343944	D951547	1.85	2.08	2.55	0.97	1.17	1.43	0.57	0.64	0.77
9344022	D951544	0.36	0.40	0.49	0.19	0.23	0.28	0.11	0.12	0.15
9344024	D951545	2.83	3.18	3.91	1.47	1.78	2.18	0.87	0.97	1.17
9344026	D951548	1.95	2.18	2.67	1.03	1.23	1.51	0.62	0.69	0.82
9344028	D951549	1.96	2.19	2.70	1.02	1.23	1.51	0.60	0.67	0.81

Fuente: DAP.

4.6.2.2 Análisis de cargabilidad de conductores en BT

Según los hallazgos de los flujos de carga generados en el software DAP, considerando cargabilidad de un conductor cuando este opera mayor a 75% de su capacidad, los resultados de la figura 72 muestran que, no existen problemas de cargabilidad de conductores en las redes BT del alimentador A4270, Así mismo se analizó el análisis de cargabilidad para las tres zonas horarias de demanda como son: Máxima Demanda, Media Demanda y Baja demanda, con los factores de 0.83DM, 0.43DM y 0.25DM respectivamente para el año 4 (2027), año 10 (2033) y año 20 (2043), obteniéndose que no existen cargas en los conductores.

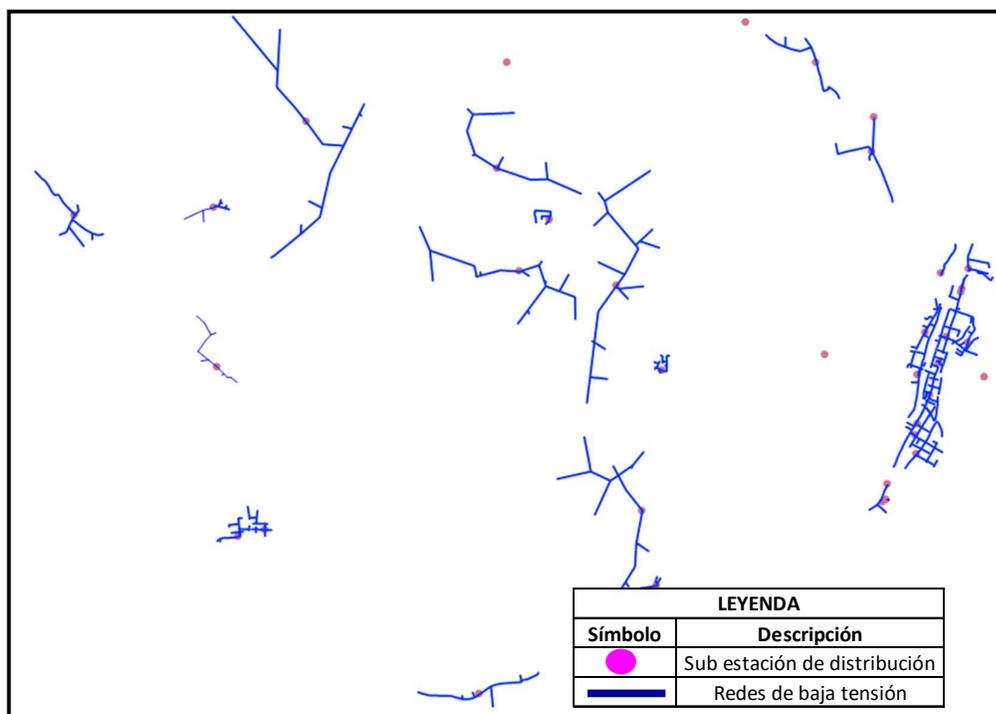


Figura 72. Mapa de cargabilidad de conductores de las redes de BT del A4270.
Fuente: Software DAP

4.6.2.3 Análisis de pérdidas de energía de las líneas BT

En relación a las deficiencias técnicas de energía en las redes BT, en la tabla 37 siguiente se muestran los resultados de las pérdidas por cada circuito BT de las SEDs del alimentador A4270 para las tres zonas horarias de demanda: Máxima Demanda, Media Demanda y Baja demanda, con los factores de 0.83DM, 0.43DM y 0.25DM respectivamente para el año 4 (2027), año 10 (2033) y año 20 (2043)

Tabla 37.
Pérdidas de Energía de líneas BT.

código SED	código circuito	PERDIDAS DE ENERGIA								
		MAXIMA DEMANDA			MEDIA DEMANDA			BAJA DEMANDA		
		2027	2033	2043	2027	2033	2043	2027	2033	2043
17612327	D450901	4.37%	4.97%	6.29%	2.15%	2.63%	3.29%	1.22%	1.37%	1.68%
17612327	D450902	2.92%	3.30%	4.13%	1.46%	1.78%	2.21%	0.84%	0.94%	1.15%
17612327	D450903	8.80%	10.16%	13.37%	4.12%	5.09%	6.45%	2.31%	2.60%	3.20%
9290214	D450876	0.35%	0.39%	0.48%	0.18%	0.22%	0.27%	0.11%	0.12%	0.14%
9290214	D450877	0.49%	0.55%	0.67%	0.25%	0.30%	0.37%	0.15%	0.16%	0.20%
9290216	D450881	1.67%	1.88%	2.33%	0.85%	1.03%	1.28%	0.50%	0.55%	0.67%

9290216	D450882	5.37%	6.12%	7.76%	2.63%	3.22%	4.03%	1.49%	1.68%	2.05%
9290216	D450883	1.41%	1.60%	1.99%	0.71%	0.87%	1.07%	0.41%	0.46%	0.56%
9290218	D450886	2.75%	3.10%	3.86%	1.38%	1.68%	2.09%	0.79%	0.89%	1.09%
9290218	D450887	3.33%	3.76%	4.71%	1.66%	2.02%	2.52%	0.95%	1.07%	1.30%
9290218	D450888	0.80%	0.90%	1.11%	0.41%	0.50%	0.61%	0.24%	0.26%	0.32%
9290414	D452876	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9290638	D453361	1.26%	1.41%	1.74%	0.64%	0.78%	0.96%	0.37%	0.42%	0.51%
9290638	D453362	0.71%	0.80%	0.98%	0.36%	0.44%	0.55%	0.22%	0.23%	0.29%
9290640	D453366	0.22%	0.25%	0.30%	0.12%	0.14%	0.17%	0.06%	0.08%	0.09%
9290640	D453367	0.29%	0.33%	0.41%	0.15%	0.18%	0.23%	0.08%	0.09%	0.12%
9292200	D493305	0.20%	0.22%	0.27%	0.10%	0.12%	0.15%	0.06%	0.06%	0.08%
9292200	D493309	0.07%	0.08%	0.10%	0.03%	0.04%	0.05%	0.02%	0.02%	0.03%
9296526	D493274	0.04%	0.04%	0.04%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.01%
9296528	D493285	0.05%	0.06%	0.07%	0.03%	0.03%	0.05%	0.03%	0.02%	0.02%
9296528	D493289	0.18%	0.20%	0.25%	0.10%	0.12%	0.14%	0.04%	0.06%	0.07%
9296536	D493275	0.13%	0.14%	0.17%	0.06%	0.08%	0.10%	0.04%	0.04%	0.05%
9296536	D493279	0.03%	0.02%	0.03%	0.02%	0.02%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%
9296538	D493280	0.15%	0.17%	0.21%	0.08%	0.10%	0.12%	0.05%	0.05%	0.06%
9296538	D493284	0.06%	0.07%	0.09%	0.04%	0.04%	0.05%	0.02%	0.02%	0.03%
9296558	D493300	0.09%	0.10%	0.13%	0.05%	0.06%	0.07%	0.03%	0.03%	0.04%
9296566	D493295	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9296566	D493299	0.03%	0.03%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9296566	D495054	0.10%	0.11%	0.06%	0.06%	0.07%	0.04%	0.03%	0.03%	0.05%
9296570	D493310	0.15%	0.17%	0.21%	0.08%	0.10%	0.12%	0.05%	0.05%	0.06%
9296570	D496939	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9296998	D496517	0.82%	0.92%	1.14%	0.42%	0.51%	0.63%	0.24%	0.27%	0.33%
9297000	D497351	0.14%	0.15%	0.19%	0.07%	0.09%	0.10%	0.04%	0.04%	0.05%
9297000	D497352	0.05%	0.06%	0.07%	0.03%	0.04%	0.04%	0.02%	0.02%	0.02%
9297038	D496321	0.96%	1.08%	1.33%	0.49%	0.60%	0.74%	0.28%	0.32%	0.39%
9297038	D496322	0.02%	0.03%	0.03%	0.01%	0.01%	0.02%	0.00%	0.00%	0.02%
9317526	D450891	1.52%	1.71%	2.12%	0.78%	0.94%	1.17%	0.45%	0.50%	0.61%
9317526	D450892	1.43%	1.61%	1.99%	0.73%	0.89%	1.10%	0.42%	0.47%	0.58%
9317528	D450896	1.19%	1.34%	1.66%	0.61%	0.74%	0.91%	0.35%	0.39%	0.48%
9317528	D450897	5.14%	5.85%	7.44%	2.51%	3.07%	3.85%	1.42%	1.60%	1.96%
9317528	D450898	1.59%	1.79%	2.21%	0.81%	0.98%	1.21%	0.47%	0.52%	0.64%
9324244	D454421	0.16%	0.18%	0.22%	0.08%	0.10%	0.12%	0.05%	0.06%	0.07%
9324244	D454422	0.33%	0.37%	0.46%	0.17%	0.21%	0.25%	0.10%	0.11%	0.14%
9324338	D496521	0.02%	0.03%	0.03%	0.01%	0.01%	0.02%	0.00%	0.00%	0.02%
9324338	D496522	0.91%	1.02%	1.26%	0.47%	0.57%	0.70%	0.27%	0.30%	0.37%
9324338	D496523	1.17%	1.32%	1.62%	0.60%	0.73%	0.90%	0.35%	0.39%	0.47%
9343466	D450276	0.69%	0.78%	0.96%	0.36%	0.43%	0.53%	0.21%	0.23%	0.28%
9343466	D450277	8.22%	9.45%	12.30%	3.89%	4.79%	6.06%	2.18%	2.46%	3.02%
9343466	D450278	3.36%	3.81%	4.77%	1.68%	2.05%	2.55%	0.96%	1.08%	1.32%
9343930	D951546	1.29%	1.45%	1.80%	0.65%	0.79%	0.98%	0.38%	0.42%	0.51%

9343944	D951547	0.87%	0.98%	1.21%	0.45%	0.54%	0.67%	0.26%	0.29%	0.35%
9344022	D951544	0.20%	0.22%	0.27%	0.10%	0.12%	0.15%	0.06%	0.07%	0.08%
9344024	D951545	1.03%	1.16%	1.43%	0.53%	0.64%	0.79%	0.30%	0.34%	0.41%
9344026	D951548	0.84%	0.94%	1.16%	0.43%	0.52%	0.64%	0.25%	0.28%	0.34%
9344028	D951549	0.87%	0.98%	1.20%	0.45%	0.54%	0.67%	0.26%	0.29%	0.35%

Fuente: Elaboración propia.

4.6.3 Formulación de alternativas de solución para el mejoramiento de las caídas de tensión y pérdidas de energía en las redes BT del alimentador A4270

Para abordar los problemas de disminución de voltaje y pérdidas de energía en las redes de baja tensión del alimentador A4270, se evaluaron las siguientes alternativas:

Alternativa 1:

Instalación de generación distribuida en las redes BT, mediante la instalación de paneles solares en cada circuito de las redes BT, estos paneles inyectaran energía eléctrica a las redes BT directamente a través de un inversor durante las horas de duración de la luz solar, por lo cual la inyección de energía será únicamente durante las horas de media demanda y baja demanda que son 8 horas al día.

Alternativa 2:

Mejoramiento de pérdidas de las redes BT mediante la remodelación de las redes BT de las SED que presentan caídas de tensión superiores a 7.5%, a través de conductores de mayor sección al instalado actualmente.

4.6.3 Formulación de la alternativa de solución 1

La implementación de generación distribuida a través de paneles solares se llevó a cabo en todos los circuitos de las redes de baja tensión del alimentador A4270. Las capacidades de estos se reflejan en la tabla 38.

Tabla 38.

Capacidad de la Generación Distribuida por circuitos de BT del alimentador A4270.

Código SED	Código Circuito	Capacidad de GD kW
17612327	D450902	6.00
17612327	D450901	6.00
17612327	D450903	9.00
9344028	D951549	1.00
9344028	D951549	1.00
9344026	D951548	1.00
9344026	D951548	1.00
9344024	D951545	1.00
9344024	D951545	1.00
9344022	D951544	1.00
9343944	D951547	1.00
9343944	D951547	1.00
9343930	D951546	1.00
9343930	D951546	1.00
9343466	D450277	3.00
9343466	D450277	5.00
9343466	D450278	6.00
9343466	D450276	3.00
9340540	D450877	4.00
9324338	D496523	3.00
9324338	D450898	5.00
9324338	D496522	3.00
9324244	D454422	2.00
9324244	D454421	5.00
9317528	D450897	12.00
9317528	D450896	4.00
9317526	D450891	8.00
9317526	D450892	8.00
9317526	D450891	10.00
9317526	D450892	8.00
9297038	D496321	2.00
9297000	D497352	1.00
9297000	D497351	1.00
9296998	D496517	1.00
9296570	D493310	1.00
9296558	D493304	1.00
9296538	D493280	1.00
9296538	D493280	1.00
9296536	D493275	1.00
9296528	D493285	1.00
9296528	D493289	1.00
9296526	D493274	1.00
9296526	D493274	1.00
9292200	D493305	1.00
9292200	D493309	1.00
9290640	D453366	1.00
9290640	D453367	1.00
9290638	D453361	1.00
9290638	D453361	1.00
9290218	D450887	8.00
9290218	D450886	6.00
9290218	D450887	6.00
9290218	D450888	2.00
9290216	D450883	10.00
9290216	D450882	6.00
9290216	D450881	4.00
9290216	D450882	4.00
9290216	D450881	4.00
9290214	D450876	2.00
9290214	D450876	1.00

Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de la generación distribuida fotovoltaica equivale a 50% de la demanda en potencia del año 4 y ubicada a un 60% del circuito en baja tensión.

La siguiente figura 73 representa la posición de la generación distribuida dentro de las redes de BT en el alimentador que se está estudiando, tomando en cuenta los hallazgos de la Etapa IV.

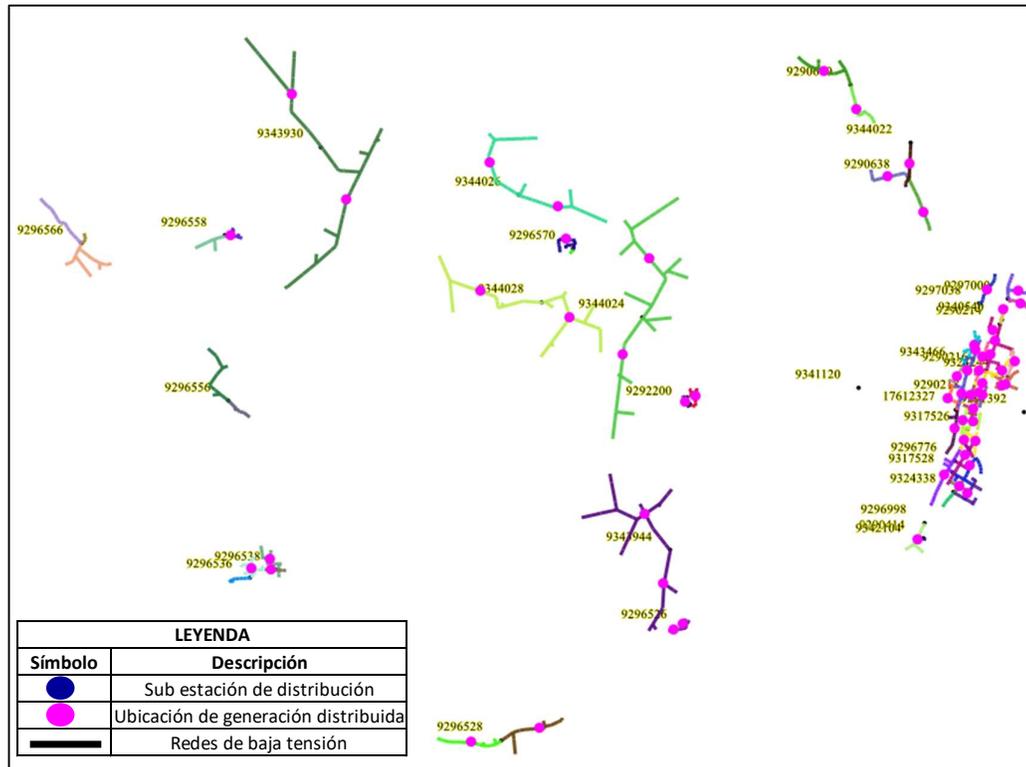


Figura 73. Mapa de la Generación distribuida en BT del A4270.
Fuente: Software DAP

La alternativa 1 contempla la integración directa de la generación de energía fotovoltaica a la red de Baja Tensión, de manera que no se necesita conectar baterías. Este sistema ofrece múltiples beneficios, entre los que se destacan:

- ✓ Reducción de costos: Al no invertir en baterías para almacenar la energía generada, se reducen los costos de instalación y mantenimiento del sistema solar. Las baterías pueden ser una parte costosa de un sistema de generación distribuida, por lo que su eliminación puede hacer que el proyecto sea más económico y accesible.

- ✓ Simplificación del sistema: Sin baterías, el sistema se simplifica significativamente, lo que facilita su instalación, operación y mantenimiento. Esto también reduce la posibilidad de fallas o problemas técnicos relacionados con las baterías.
- ✓ Aprovechamiento de la red eléctrica: Al no depender de baterías para almacenar la energía, el sistema puede aprovechar la red eléctrica para inyectar el excedente de energía generada durante los momentos de alta producción solar. Esto permite que otros usuarios o instalaciones puedan beneficiarse de la energía limpia y renovable, contribuyendo a una mayor penetración de energía solar en la red.
- ✓ Menor impacto ambiental: La eliminación de las baterías también significa reducir el uso de recursos y materiales necesarios para su fabricación y disposición final. Esto contribuye a un menor impacto ambiental asociado con la producción y gestión de baterías.
- ✓ Mayor eficiencia energética: Al aprovechar la red eléctrica para inyectar la energía excedente, se evitan pérdidas energéticas asociadas con la carga y descarga de las baterías. Esto resulta en una mayor eficiencia energética global del sistema.
- ✓ Flexibilidad y escalabilidad: Sin baterías, el sistema solar puede ser más flexible y fácilmente escalable. Se pueden añadir más paneles solares para aumentar la capacidad de generación sin tener que ajustar la capacidad de almacenamiento.
- ✓ Menor mantenimiento: Al no tener que lidiar con baterías, se reduce la necesidad de mantenimiento y reemplazo de estos componentes, lo que puede simplificar la operación del sistema y reducir los costos a lo largo del tiempo.

4.6.4 Evaluación de la energía solar disponible

A continuación, se muestran los parámetros del sitio geográfico del sistema eléctrico La Unión, extraído de la Photovoltaic Geographical Information System.

Sitio geográfico: La Unión – Perú

Situación:

Latitud: -9.83 °S

Longitud: -76.80 °W

Altitud: 3252 m

Zona horaria: UTC-5

En la figura 74, se muestra el perfil de temperatura media diaria, las temperaturas varían de -2.44°C a 9.00 °C.

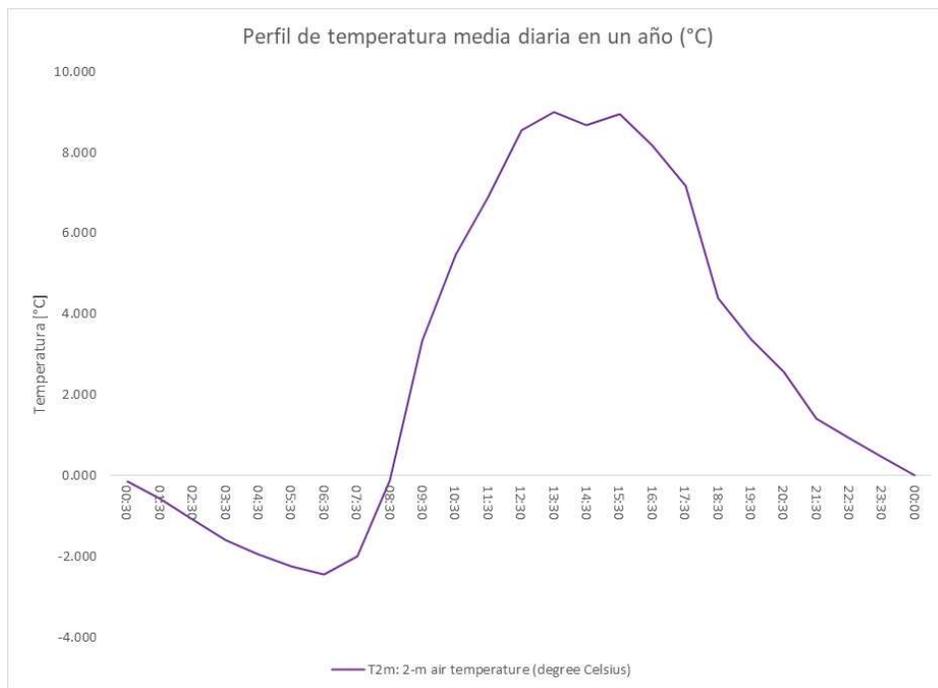


Figura 74. Perfil de temperatura media diaria en un año (°C).

Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

La figura 75 presenta la irradiancia promedio diaria durante un año, destacando que la irradiancia global máxima en un plano estático es de 798.92 W/m², con un promedio de 521.64 W/m² desde las 7:00 am hasta las 4:00 pm.

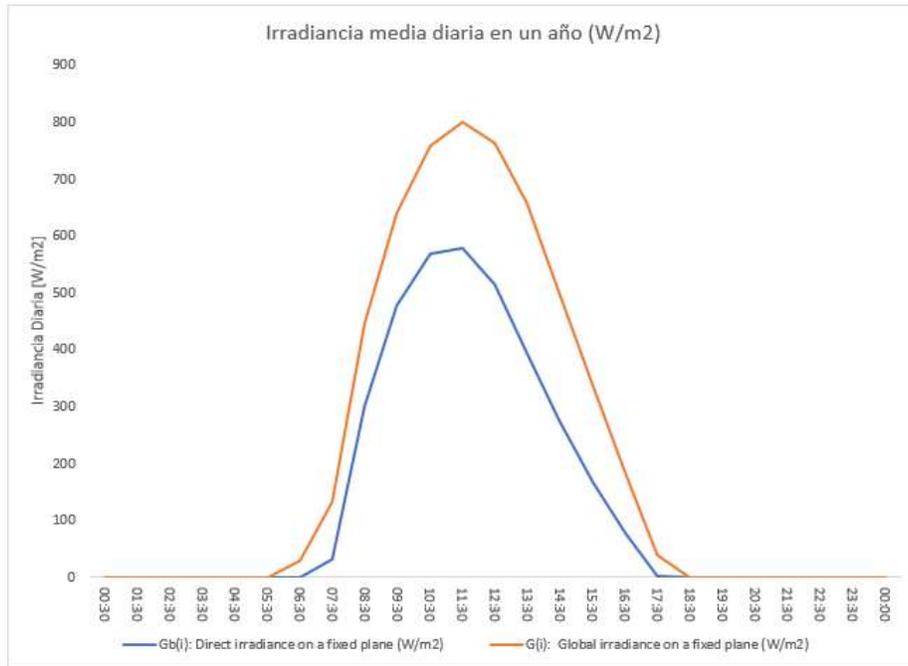


Figura 75. Irradiancia media diaria en un año (W/m2).
Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

La imagen 76 ilustra un esquema cilíndrico correspondiente a la localización geográfica de La Unión, desde donde es posible determinar aproximadamente la posición solar en un mes y hora específicos, asimismo, los meses de febrero y setiembre el Sol se encuentran perpendicular a la superficie con una altura solar igual a 90°.

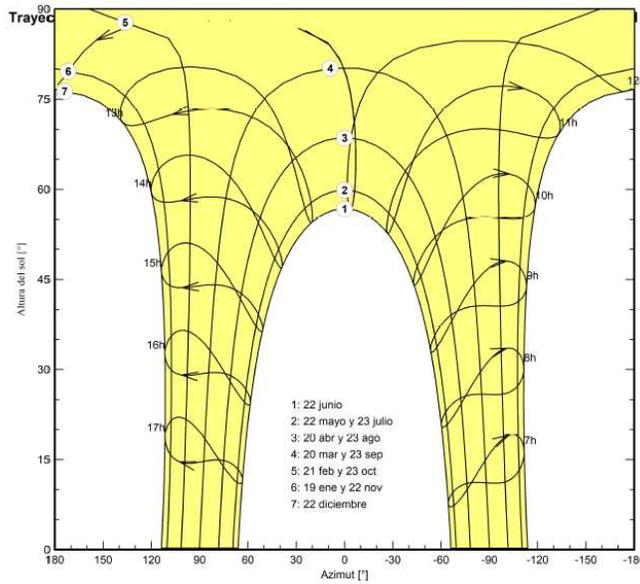


Figura 76. Diagrama cilíndrico de la ubicación La Unión (Latitud: -9.83 °S Longitud: -76.80 °W).
Fuente: PVsyst

4.6.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El software PVsyst 7.4 conectado a la red se empleó para el diseño y simulación del sistema fotovoltaico. La potencia de diseño de paneles e inversores para cada circuito en baja tensión se muestra en la tabla 39.

Tabla 39.
Potencia en kW por circuitos de BT

Potencia de la Carga (kW)	Potencia de cada panel (Wp)	Cantidad de Circuitos	Cantidad de Paneles - Serie	Cantidad de Paneles - Paralelo	Total de Paneles	Potencia Nominal Inversores kWca	Potencia Nominal paneles kWp
1	550	30	2	1	60	1	1.1
2	550	4	4	1	16	2	2.2
3	550	4	6	1	24	3	3.3
4	550	5	4	2	40	4	4.4
5	550	3	6	2	36	5	5.5
6	550	6	6	2	72	6	6.6
8	550	4	8	2	64	8	8.8
9	550	1	9	2	18	9	9.9
10	550	2	10	2	42	10	11
12	550	1	6	4	24	12	13.2

Fuente: Elaboración propia.

Para las simulaciones se utilizó variantes para las diferentes cargas, figura 77.

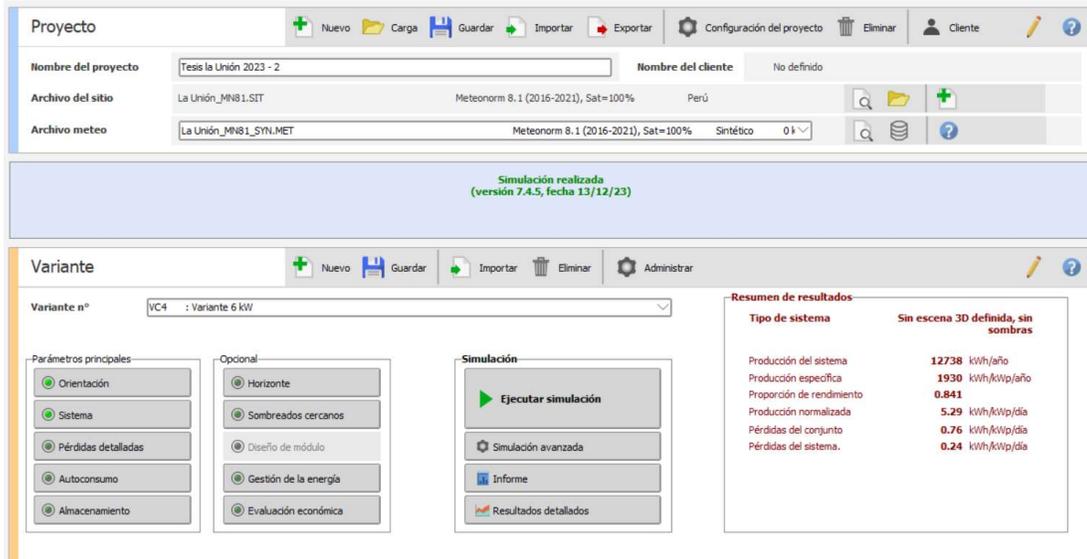


Figura 77. Variantes en las simulaciones de PVsyst.
Fuente: PVsyst

La orientación para todas las versiones se ilustra en la figura 78, en la cual el ángulo de inclinación que maximiza la eficacia de la irradiación del panel solar es de 15°.

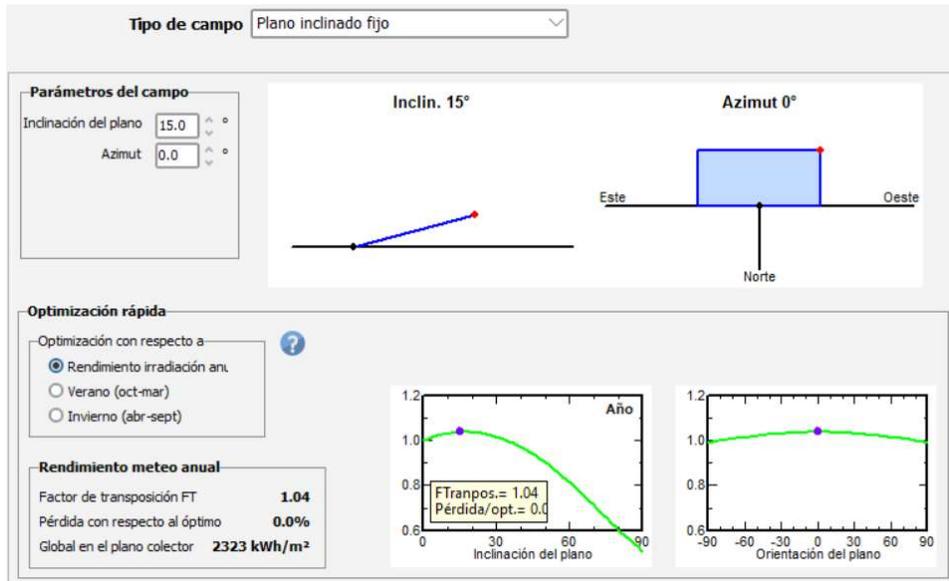


Figura 78. Inclinación del panel fotovoltaico.
Fuente: PVsyst

El software PVsyst 7.4, permite optimizar las cantidades del módulo fotovoltaico, número de inversores, área del módulo, potencia FV nominal y potencia de CA nominal, ver figura 79. Los informes de simulación del dimensionamiento del sistema fotovoltaico con todas las variantes se encuentran en el Anexo C.

Subconjunto ?

Nombre y orientación del subconjunto

Nombre: Inclinación: **15°**
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Azimut: **0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento

Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp ?
 Redimens. ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV

Disponibles ahora: Módulos necesarios aprox. **11**

 550 Wp 35V Si-mono TWMPD-72HS550 Desde 2023 Manufacturer 2023

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **36.4 V**
 Voc (-10°C) **54.7 V**

Seleccione el inversor

Todos los inversores Voltaje de salida 208 V Mono 60Hz 50 Hz
 60 Hz

 6.0 kW 120 - 530 V 60 Hz PVI-6000-OUTD-US (208V) Hasta 2017

Núm. de entradas MPPT: Voltaje de funcionamiento: **120-530 V** Potencia del inversor utilizada **6.0 kWca**
 Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **600 V** **inversor con 2 MPPT**

No hay reparto de potencia entre MPPTs

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: entre 4 y 10 ?
 Núm. cadenas: única posibilidad 2

Perdida sobrecarga: **0.5 %**
 Proporción Pnom: **1.10** ?

Núm. de módulos: 12 Área: 31 m²

Condiciones de operación

Vmpp (60°C)	219 V
Vmpp (20°C)	254 V
Voc (-10°C)	328 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**

Máx. en datos STC

Potencia de funcionamiento máx. **7.1 kW**
 (en 1172 W/m² y 50°C)

Isc (STC): 27.8 A **Potencia nom. conjunto (STC) 6.6 kWp**
 Isc (en STC): 27.8 A

Figura 79. Composición del sistema fotovoltaico.
 Fuente: PVsyst

Según la posición, la intensidad de la carga y la orientación, las propiedades del módulo FV se pueden observar en la figura 80 y las particularidades del inversor se exponen en la figura 81.

Datos básicos	Tamaños y tecnología	Parámetros del modelo	Datos adicionales	Comercial	Gráficos
Modelo	TWMPD-72HS550		Fabricante	Tongwei Co. Ltd	
Nombre de archivo	Tongwei_TWMPD_72HS550.PAN		Fuente de datos	Manufacturer 2023	
Base de datos PVsyst original		Prod. desde 2023			
Potencia nom. (en STC)	550.0 Wp	Tol. -/+	0.0 0.9 %		
Tecnología	Si-mono				
Especificaciones del fabricante o otras medidas			Resumen del modelo		
Condiciones de referencia	GRef	1000 W/m ²	TRef	25 °C	Parámetros principales
Corriente de cortocircuito	Isc	13.920 A	Circuito abierto Voc	49.91 V	Derivación R
Punto de Potencia máx.	Imp	13.330 A	Vmpp	41.25 V	500 Ω
Coeficiente de temperatura	muIsc	6.3 mA/°C	Núm células en serie	72 x 2	Rderiv(G=0)
	o muIsc	0.045 %/°C			2000 Ω
Herramienta de resultado del modelo interno			Modelo serie R		
Condiciones de operación	GOper	1000 W/m ²	TOper	25 °C	0.20 Ω
Punto de Potencia máx.	Pmpp	550.3 W	Coef. temper.	-0.34 %/°C	Serie R máx.
Corriente	Imp	13.24 A	Voltaje Vmpp	41.5 V	0.20 Ω
Corriente de cortocircuito	Isc	13.92 A	Circuito abierto Voc	49.9 V	Serie R aparente
Eficiencia	/ Área células	23.07 %	/ Área módulo	21.30 %	0.33 Ω
			Parámetros del modelo		
			Gamma	0.991	
			IoRef	0.02 nA	
			muVoc	-141 mV/°C	
			muPMax fijo	-0.34 /°C	

Figura 80. Características del módulo fotovoltaico.
Fuente: PVsyst

Parámetros principales	Curva de eficiencia	Parámetros adicionales	Parámetros de salida	Tamaños y tecnología	Datos comerciales
Modelo	HNS1000TL-1 (2022)		Fabricante	Afore	
Nombre de archivo	Afore_HNS_1000_TL_1.OND		Fuente de datos	Manufacturer 2022	
Base de datos PVsyst original		Prod. desde 2022			
Lado de entrada (Campo FV CC)			Lado de salida (Red CA)		
Voltaje MPP mínimo	50 V	Voltaje MPP máximo	500 V	Voltaje de red	230 V
Voltaje min. para PNom	70 V	Voltaje FV máx. absoluto	500 V	Potencia de CA nominal	1.00 kVA
Corriente de entrada máxima	14.7 A	Umbral de potencia	20 W <input type="checkbox"/> Defecto	Potencia CA máxima	1.10 kVA
Voltaje MPP nominal	360 V	Especificación contractual, sin significado físico verdadero	Requerido	Corriente CA nominal	4.40 A <input type="checkbox"/>
Potencia FV nominal	1.04 kW	Potencia FV máxima	1.50 kW <input checked="" type="checkbox"/>	Corriente CA máxima	6.00 A <input type="checkbox"/>
Potencia FV máxima	1.50 kW <input checked="" type="checkbox"/>	Corriente FV máxima	14.00 A <input checked="" type="checkbox"/>	Eficiencia	
Corriente FV máxima	14.00 A <input checked="" type="checkbox"/>			Eficiencia máxima	97.50%
				Eficiencia EURO	96.60%
				<input type="checkbox"/> Eficiencia definida para 3 voltajes	

Figura 81. Características del inversor.
Fuente: PVsyst

4.6.7 Ubicación de los sistemas de generación distribuida por cada circuito

En las siguientes figuras se muestra la ubicación de la generación distribuida en los circuitos de la SEDs.

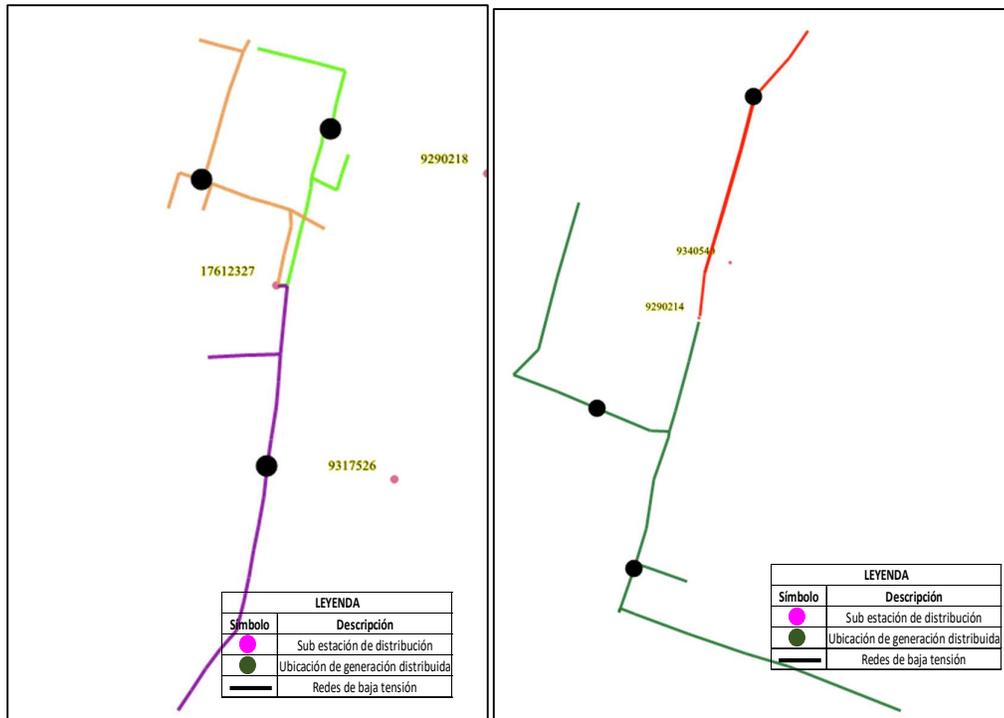


Figura 82. Ubicación de la generación distribuida en las SED 9317526, 17612327, 9290218, 9340540 y 9290214.

Fuente: Software DAP

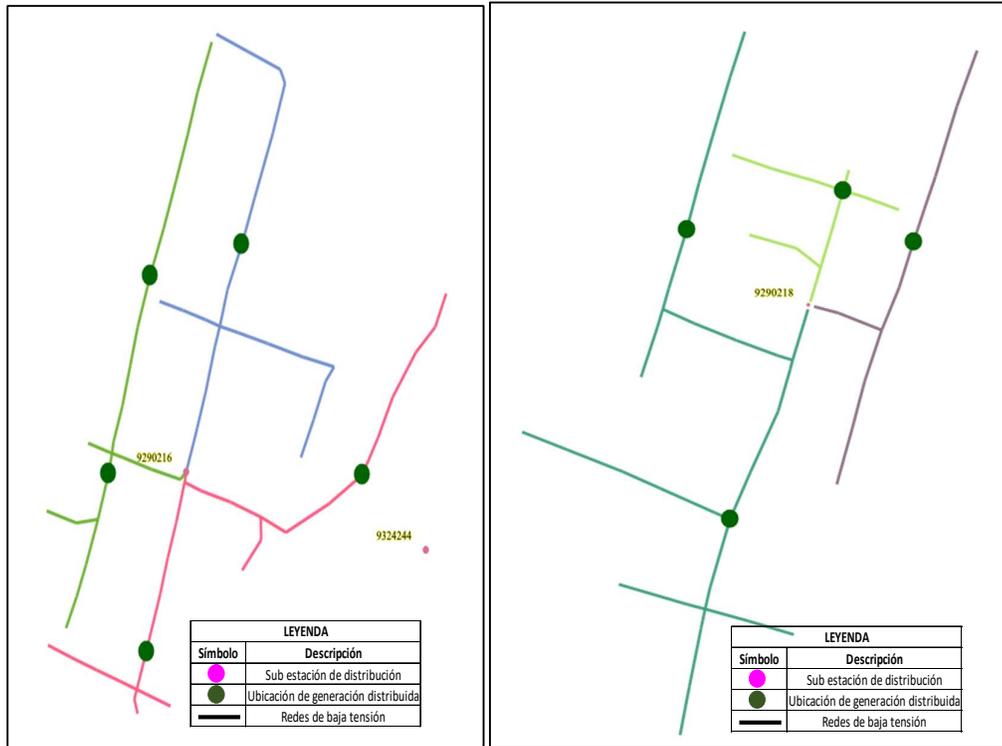


Figura 83. Ubicación de la generación distribuida en las SED 9290216, 9324244 y 9290218.
Fuente: Software DAP

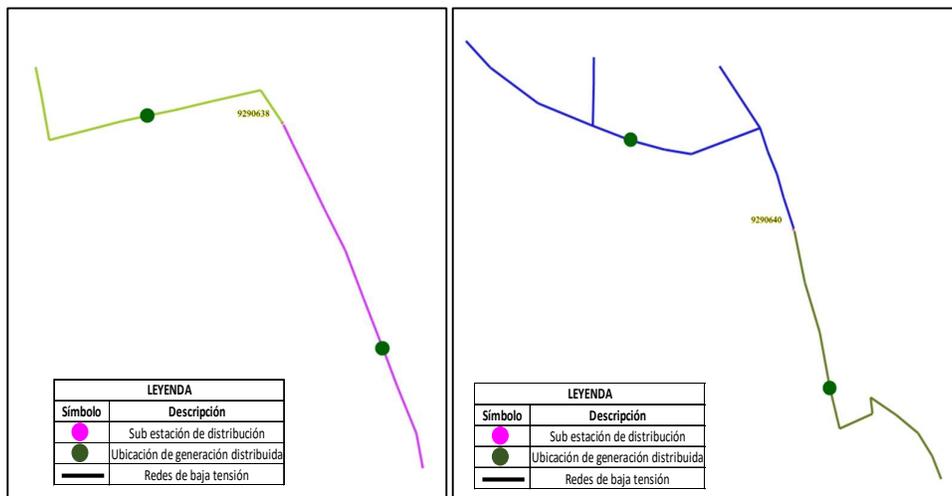


Figura 84. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9290638 y 9290640.
Fuente: Software DAP

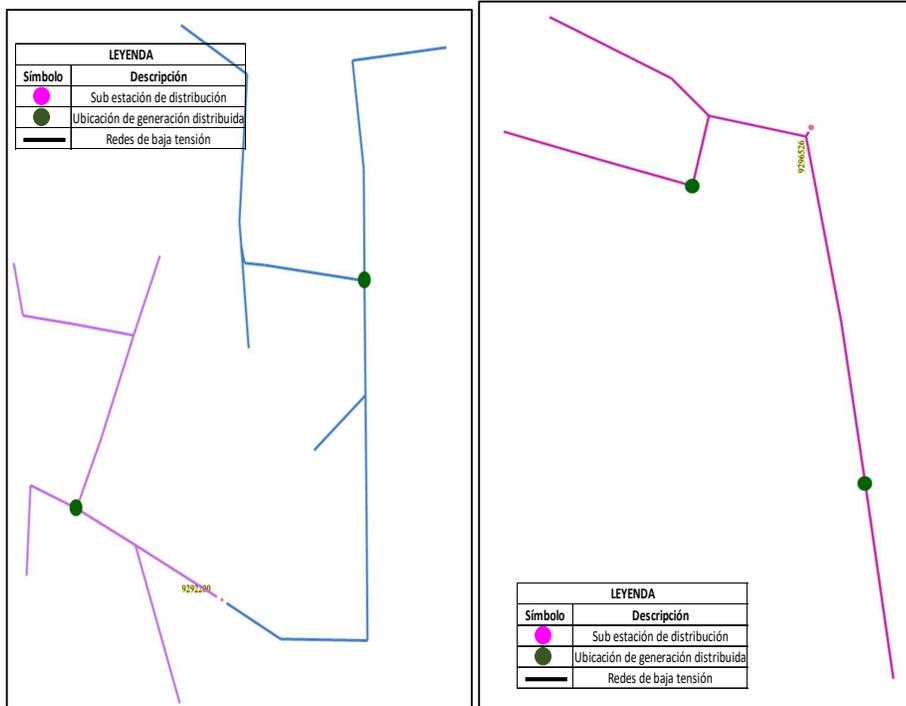


Figura 85. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9292200 y 9296526.
Fuente: Software DAP

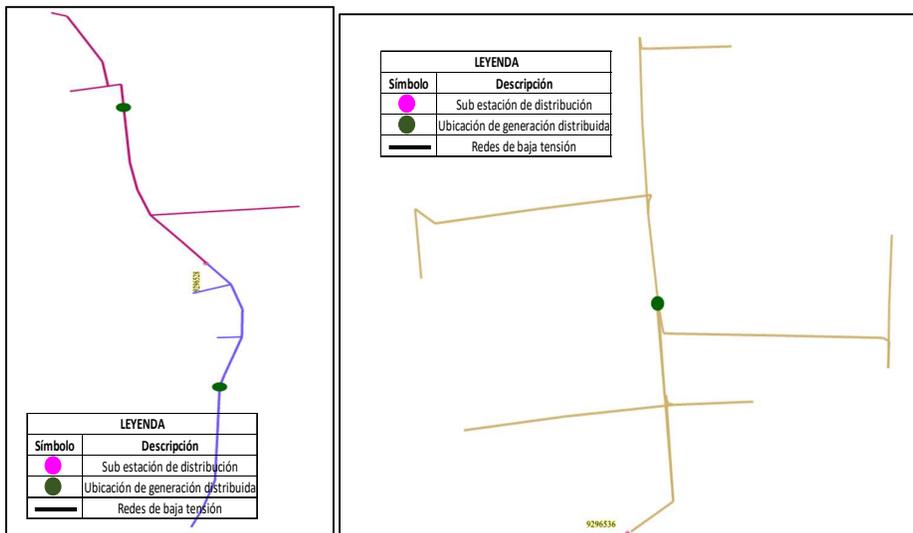


Figura 86. Ubicación de la generación distribuida en la SE SED 9296528 y 9296536.
Fuente: Software DAP

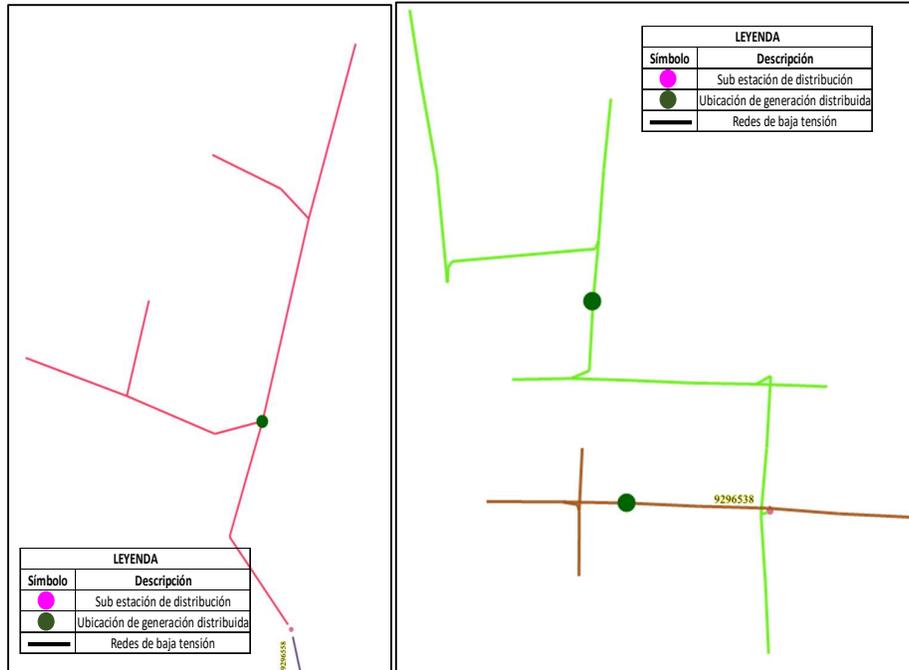


Figura 87. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9296558 y 9296538.
Fuente: Software DAP

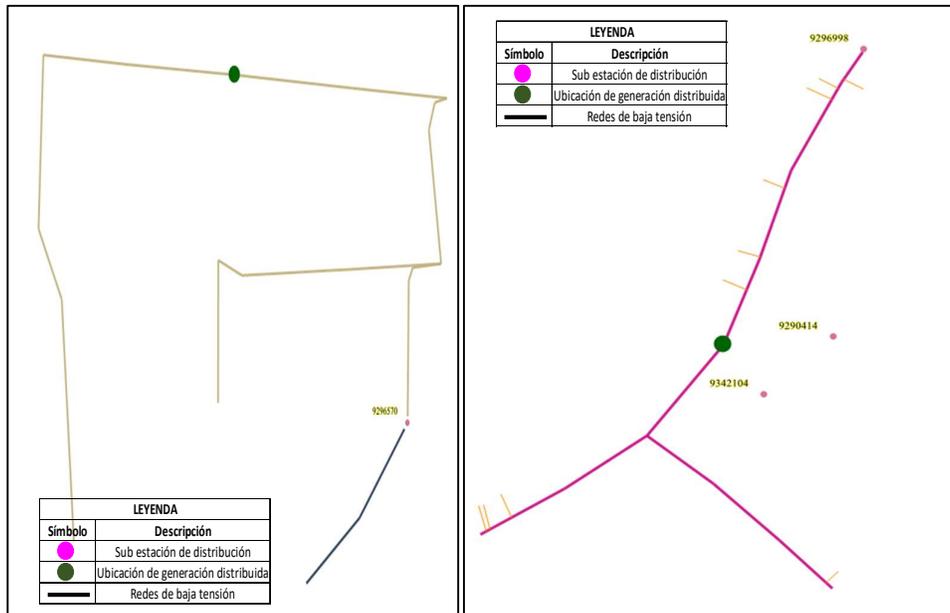


Figura 88. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9296570, 9296998, 9290414 y 9342104.
Fuente: Software DAP

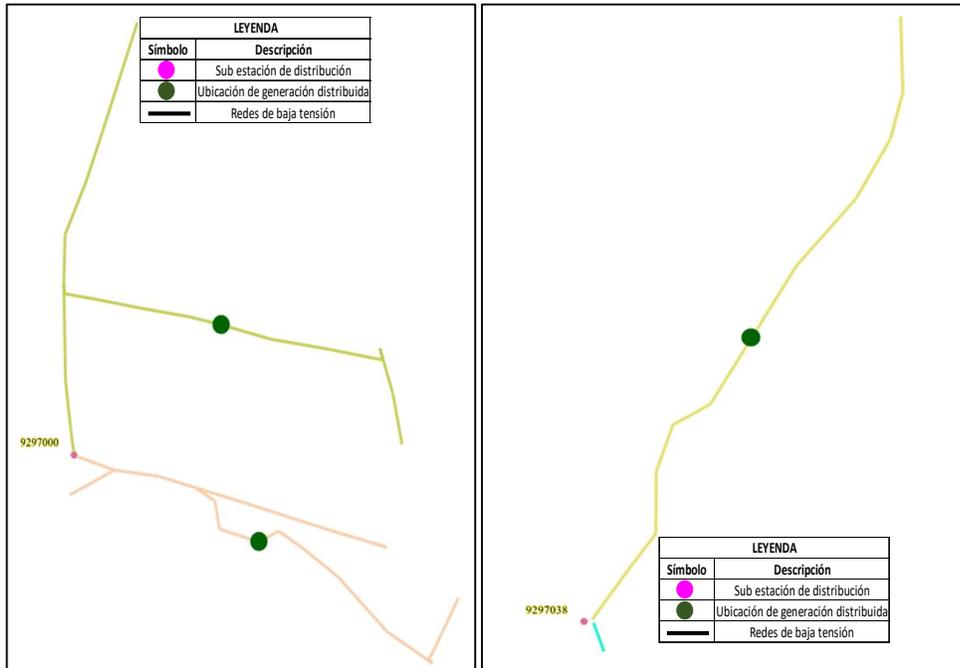


Figura 89. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9297000 y 9297038.
Fuente: Software DAP

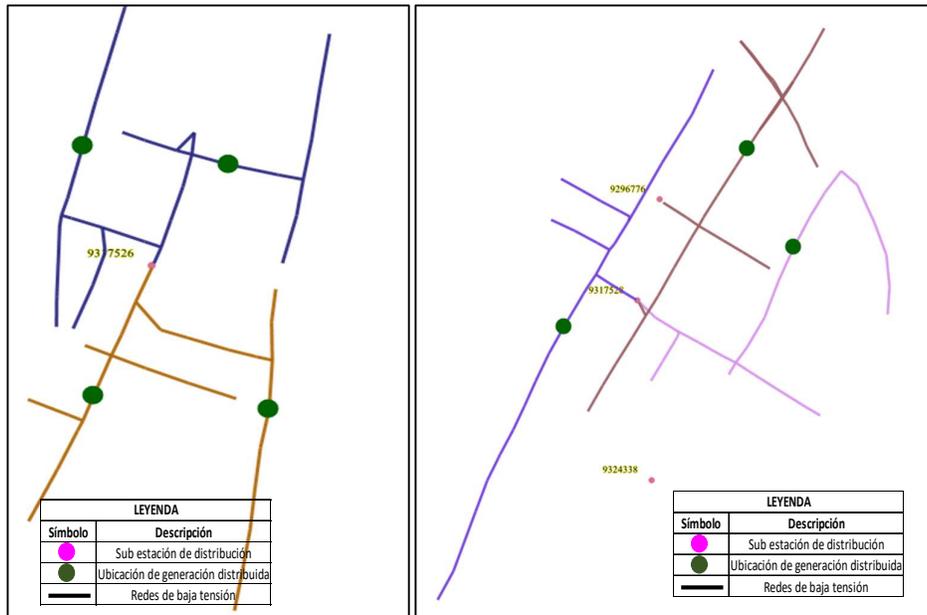


Figura 90. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9317526, 9296776, 9317528 y 9324338.
Fuente: Software DAP

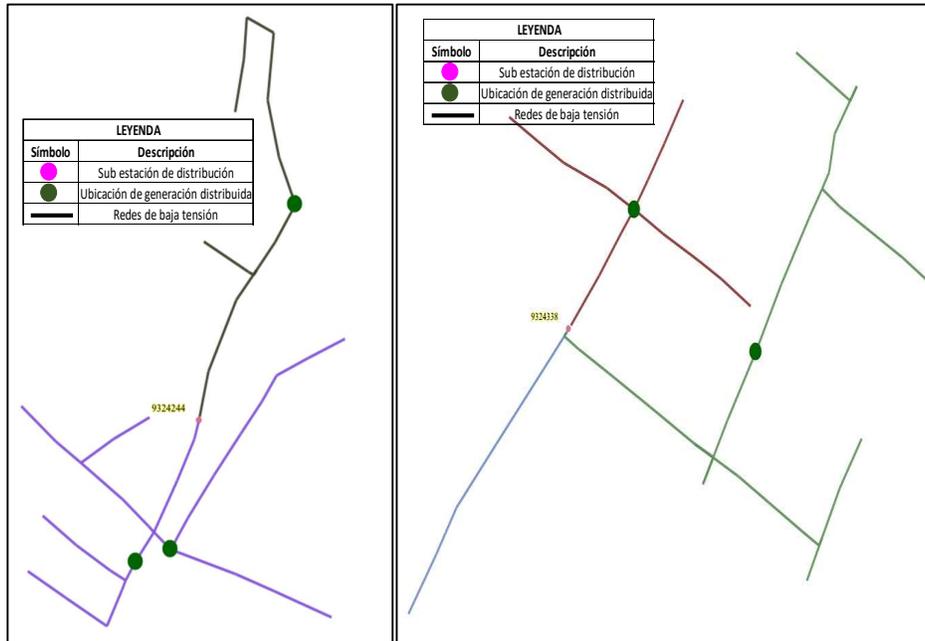


Figura 91. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9324244 y 93243338.
Fuente: Software DAP

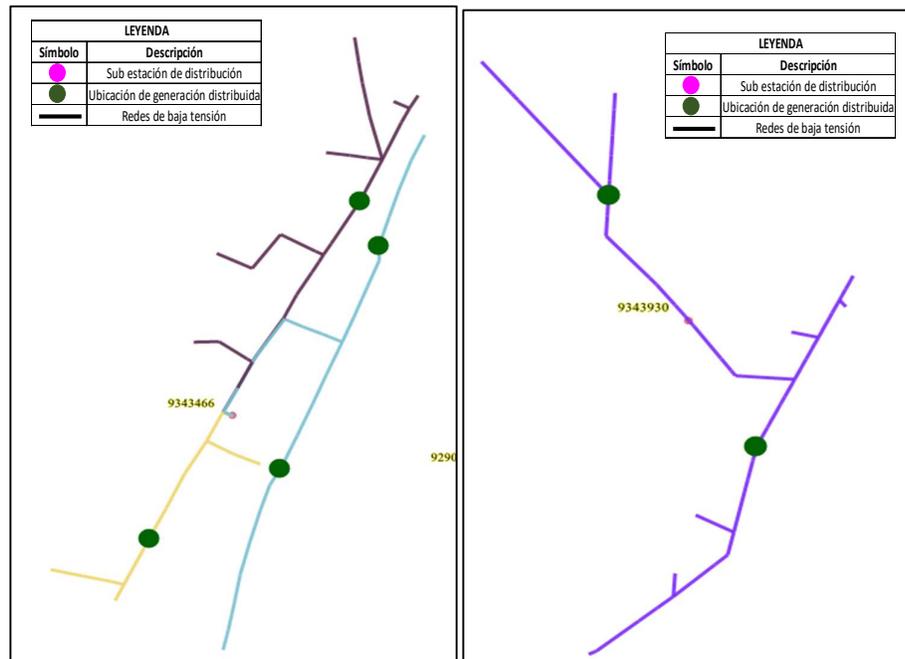


Figura 92. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9343466 y 9343930.
Fuente: Software DAP

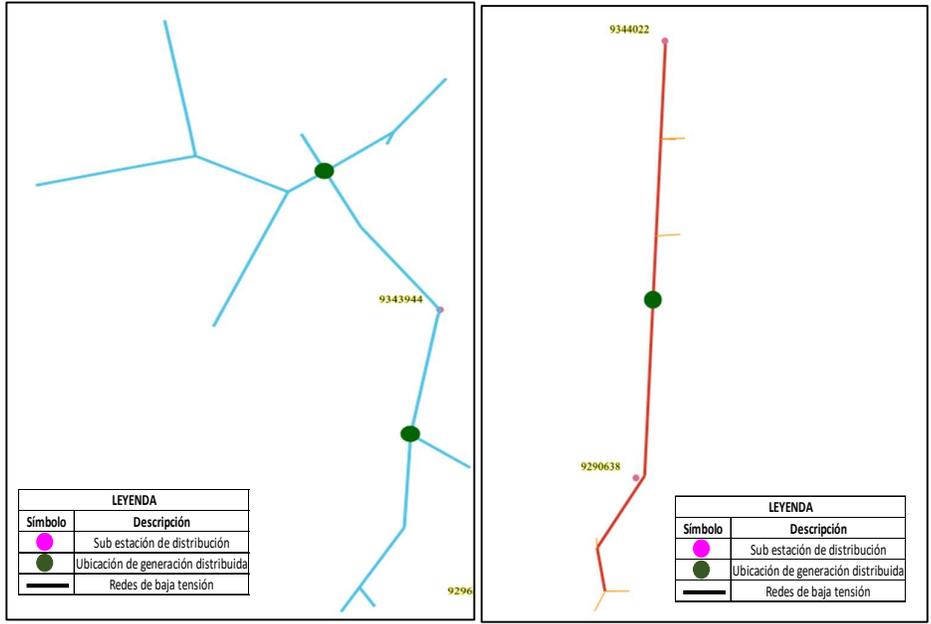


Figura 93. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9343944, 9344022 y 9290638.
Fuente: Software DAP

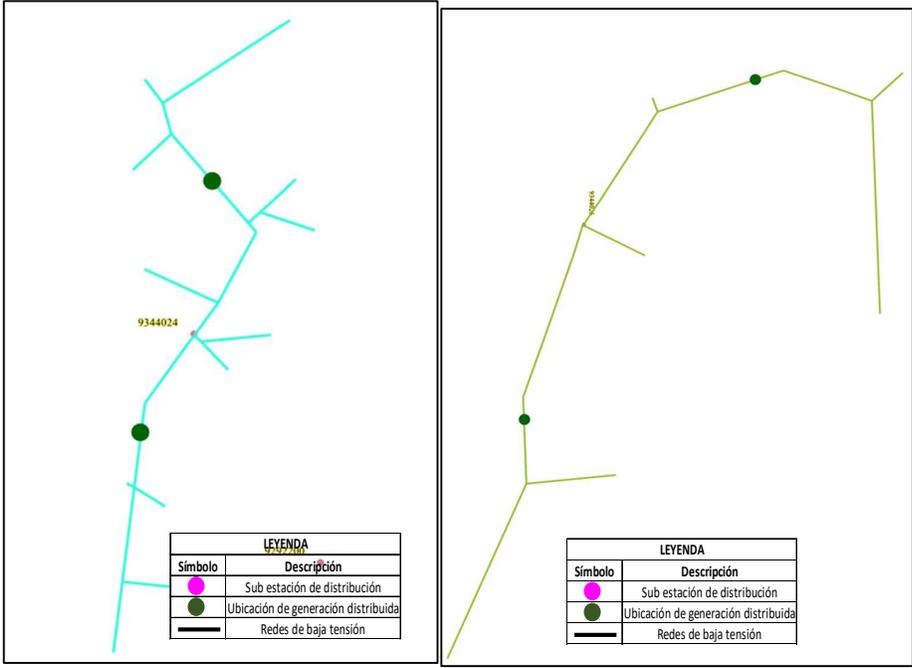


Figura 94. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9344024 y 9344026.
Fuente: Software DAP

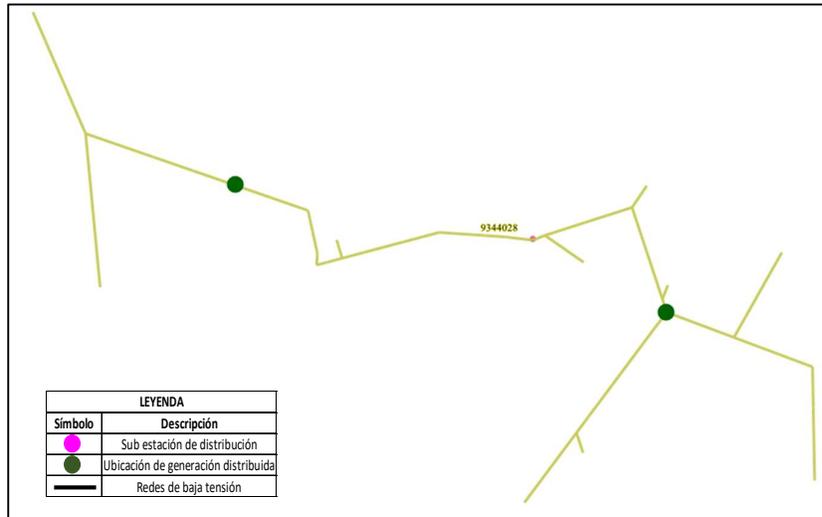


Figura 95. Ubicación de la generación distribuida en la SED 9344028.
Fuente: Software DAP

4.6.8 Formulación de la alternativa de solución 2

Para la alternativa 2 se consideró la remodelación de los circuitos de las SED cuyos circuitos presentan caídas de tensión por encima del 5%, tabla 40. Entre ellos se observan circuitos cuyas caídas de tensión superan el límite establecido en la NCTSER de 7.5% de caída de tensión, se considera como alternativa 2 la remodelación de las redes BT con conductores de mayor sección para corregir los problemas de caída de tensión. Asimismo, las demás SED presentan caídas de tensión por debajo del 5%

Tabla 40.

Resultado de caídas de tensión de la alternativa 2.

Alimentador	SED	Caída de Tensión (%)
A4270	17612327	11.29
A4270	17612327	8.03
A4270	17612327	21.28
A4270	9290216	5.27
A4270	9290216	11.29
A4270	9290216	6.12
A4270	9290218	5.53
A4270	9290218	7.67
A4270	9317528	12.05
A4270	9343466	18.6
A4270	9343466	8.22

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 41 muestra los segmentos renovados y los tamaños de los conductores empleados:

Tabla 41.
Cambio de calibre de conductores en tramos de circuitos de BT.

SED	Circuito	Tipo de Conductor								Total, general	
		AS016 13	AS0251 3	AS0351 3	AS0352 3	AS0501 3	AS0701 3	CU035 23	CU050 23		CU070 23
176123 27	D450901								577.28		577.28
	D450902							435.04			435.04
	D450903									546.46	546.46
929021 6	D450882				585.92						585.92
929021 8	D450886	274.31									274.31
	D450887		285.47	458.01		32.89					776.37
931752 8	D450897		121.7			459.55	421.43				1002.68
934346 6	D450277	223				508.95					731.95
	D450278		485.83	250.51							736.34
Total, general		497.31	893	708.52	585.92	1001.39	421.43	435.04	577.28	546.46	5666.35

Fuente: Elaboración propia.

Los gráficos de los circuitos remodelados se muestran en la siguiente figura 96:

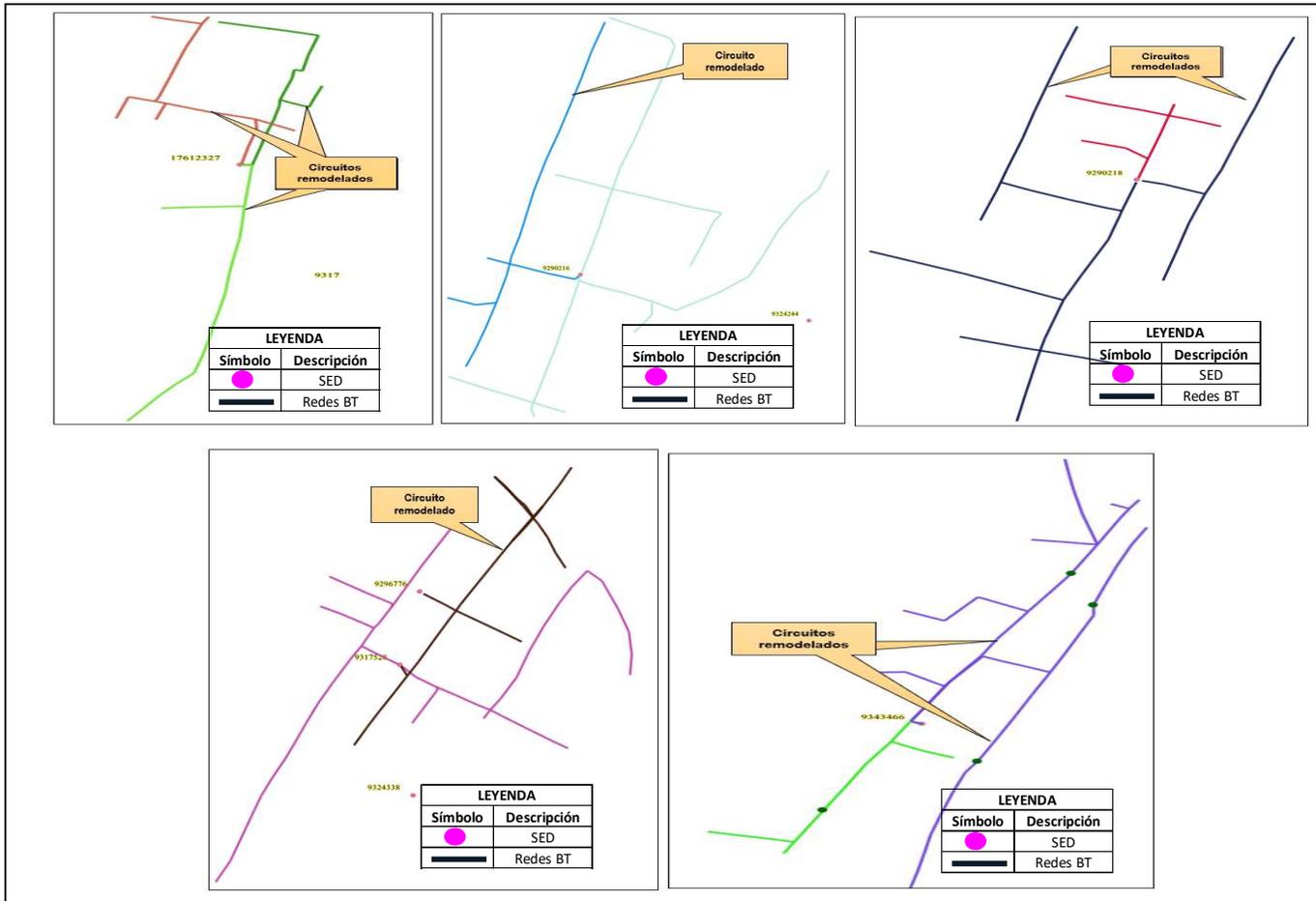


Figura 96. Circuitos remodelados con cambio de conductores.

Fuente: Software DAP

4.6.9 Selección de la mejor alternativa para la disminución de pérdidas de energía y caídas de tensión en las redes BT del alimentador A4270

La elección de la opción más óptima para resolver los inconvenientes de pérdida de energía y disminución de tensión en las redes de BT se ha basado en una evaluación tanto técnica como económica, los detalles de las cuales se presentan a continuación.

4.6.9.1 Evaluación técnica para las pérdidas de energía

El comienzo para resolver el mejoramiento de las pérdidas en las redes de Baja Tensión se basa en los resultados del análisis al sistema vigente. En el diagnóstico, se encontró algunos problemas de calidad de tensión e ineficiencias por pérdidas técnicas de energía en los circuitos de las redes BT. A continuación, se llevó a cabo un estudio de las condiciones de funcionamiento del sistema de distribución para la demanda prevista para el cuarto año (2027), el décimo año (2033) y el vigésimo año (2043). Con esta nueva demanda encontramos que se agudizan los problemas de calidad de tensión y pérdidas técnicas de energía.

En la investigación actual, se llevaron a cabo los flujos de carga para las horas de demanda promedio y las horas de demanda básica utilizando factores de carga de 0.43 y 0.25 para los años 4, 10 y 20 respectivamente. Esto permitió calcular las pérdidas de energía por cada circuito de las diversas SED del alimentador A4270. Los resultados de las pérdidas mensuales para cada opción se presentan en la tabla 42 y tabla 43, teniendo en cuenta una duración de 7.5 horas para las pérdidas del bloque en demanda media y 4.5 horas para las pérdidas del bloque de demanda base, como se ilustra en la figura 97, en las circunstancias con y sin GD.

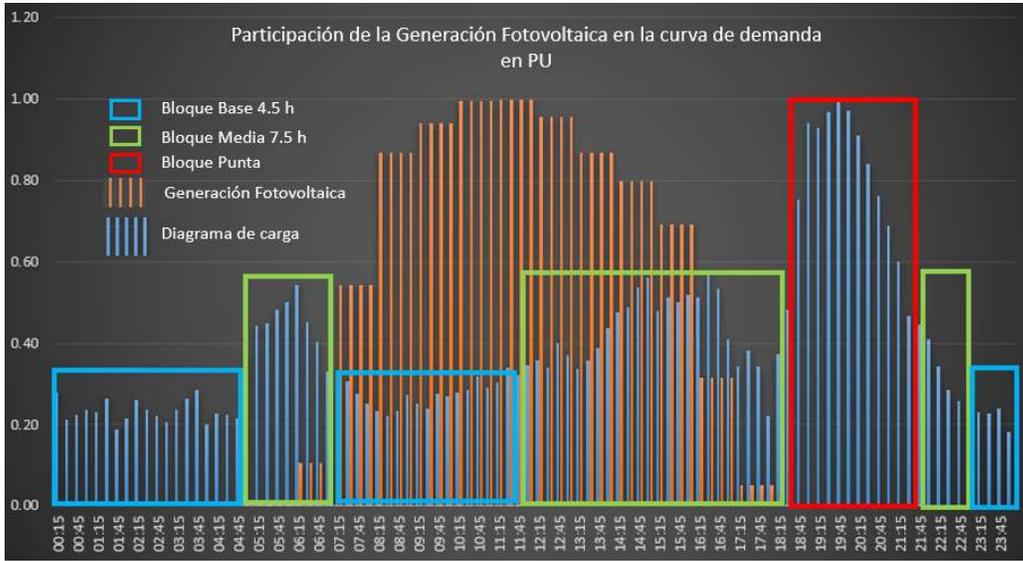


Figura 97. Participación de la Generación Fotovoltaica en la curva de demanda en PU.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 42.

Resultados de las pérdidas de energía (kWh) de los flujos de potencia de la Alternativa 1.

codlgo SED	codlgo circuito	PERDIDAS MENSUALES (kWh/mes)								
		2027			2033			2043		
		SINGD	CONGD	VARIACION DE PERDIDAS	SIN GD	CON GD	VARIACION DE PERDIDAS	SIN GD	CON GD	VARIACION DE PERDIDAS
17612327	D450901	9,875.70	4,571.70	5,304.00	14,247.60	4,123.05	10,124.55	21,822.45	4,486.20	17,336.25
17612327	D450902	5,802.15	4,302.90	1,499.25	8,320.05	3,678.45	4,641.60	12,644.70	3,360.30	9,284.40
17612327	D450903	26,168.70	11,098.20	15,070.50	38,228.40	10,156.95	28,071.45	59,676.30	11,348.10	48,328.20
9290214	D450876	398.40	499.65	-101.25	566.25	382.65	183.60	849.60	257.25	592.35
9290214	D450877	720.75	1,118.55	-397.80	1,027.95	1,011.75	16.20	1,547.40	939.30	608.10
9290216	D450881	5,403.60	5,683.05	-279.45	7,704.90	4,938.75	2,766.15	11,626.05	4,411.95	7,214.10
9290216	D450882	19,024.65	14,946.90	4,077.75	27,603.90	15,283.80	12,320.10	42,543.15	17,854.95	24,688.20
9290216	D450883	5,317.35	15,744.60	-10,427.25	7,609.65	13,819.20	-6,209.55	11,528.40	11,555.85	-27.45
9290218	D450886	5,965.80	2,206.95	3,758.85	8,589.60	2,030.85	6,558.75	13,091.25	2,421.90	10,669.35
9290218	D450887	18,152.55	9,222.45	8,930.10	26,126.70	9,116.10	17,010.60	39,853.35	10,904.85	28,948.50
9290218	D450888	700.95	353.10	347.85	1,003.20	420.75	582.45	1,515.75	595.80	919.95
9290414	D452876	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9290638	D453361	315.60	127.20	188.40	445.20	150.30	294.90	665.55	218.25	447.30
9290638	D453362	79.95	38.40	41.55	111.30	36.30	75.00	167.40	40.95	126.45
9290640	D453366	41.40	28.35	13.05	57.15	25.35	31.80	85.65	24.15	61.50
9290640	D453367	62.10	31.80	30.30	87.60	41.55	46.05	132.90	62.10	70.80
9292200	D493305	44.40	21.30	23.10	63.00	18.30	44.70	94.50	19.05	75.45
9292200	D493309	6.90	4.95	1.95	10.80	4.95	5.85	15.75	6.90	8.85
9296526	D493274	4.95	7.05	-2.10	4.95	7.05	-2.10	6.90	9.00	-2.10
9296528	D493285	4.95	16.05	-11.10	4.95	14.10	-9.15	8.85	13.05	-4.20
9296528	D493289	15.75	4.05	11.70	22.65	4.05	18.60	31.50	6.90	24.60
9296536	D493275	25.65	13.05	12.60	36.45	13.05	23.40	54.15	15.90	38.25
9296536	D493279	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00
9296538	D493280	35.55	43.50	-7.95	50.25	35.55	14.70	74.85	28.50	46.35
9296538	D493284	11.85	11.10	0.75	15.75	11.10	4.65	22.65	10.05	12.60
9296558	D493300	13.80	13.05	0.75	20.70	15.00	5.70	29.55	15.90	13.65
9296566	D493295	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296566	D493299	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296566	D495054	6.90	6.90	0.00	8.85	8.85	0.00	13.80	13.80	0.00
9296570	D493310	30.60	34.20	-3.60	43.35	33.15	10.20	64.95	36.00	28.95
9296570	D496939	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296998	D496517	256.35	135.15	121.20	365.25	155.40	209.85	550.20	212.70	337.50
9297000	D497351	48.30	32.40	15.90	69.90	27.45	42.45	103.35	23.25	80.10
9297000	D497352	11.85	15.00	-3.15	15.75	16.95	-1.20	22.65	18.90	3.75
9297038	D496321	449.70	264.15	185.55	639.15	254.55	384.60	957.90	288.30	669.60
9297038	D496322	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00	4.95	4.95	0.00
9317526	D450891	8,807.40	12,782.10	-3,974.70	12,589.50	11,310.00	1,279.50	19,027.05	10,111.65	8,915.40
9317526	D450892	9,916.05	3,238.20	6,677.85	14,194.65	3,563.25	10,631.40	21,481.05	5,106.60	16,374.45
9317528	D450896	2,009.55	2,410.35	-400.80	2,863.35	2,383.20	480.15	4,316.40	2,552.85	1,763.55
9317528	D450897	22,630.95	13,752.45	8,878.50	32,797.65	11,717.85	21,079.80	50,499.15	11,050.95	39,448.20
9317528	D450898	2,799.60	2,979.75	-180.15	3,983.10	2,540.40	1,442.70	5,997.90	2,189.55	3,808.35
9324244	D454421	83.85	959.10	-875.25	118.20	894.90	-776.70	176.25	812.40	-636.15
9324244	D454422	217.95	206.85	11.10	308.25	183.75	124.50	458.85	174.00	284.85
9324338	D496521	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00	4.95	4.95	0.00
9324338	D496522	928.95	234.00	694.95	1,317.60	273.75	1,043.85	1,977.75	429.15	1,548.60
9324338	D496523	979.20	1,265.10	-285.90	1,395.30	1,143.15	252.15	2,099.70	1,071.75	1,027.95
9343466	D450276	676.50	583.65	92.85	962.10	514.50	447.60	1,442.25	486.90	955.35
9343466	D450277	22,863.30	6,181.05	16,682.25	33,380.40	5,939.55	27,440.85	51,995.25	7,930.20	44,065.05
9343466	D450278	7,931.40	4,821.75	3,109.65	11,353.05	4,287.60	7,065.45	17,229.75	4,307.70	12,922.05
9343930	D951546	642.00	596.40	45.60	910.95	574.65	336.30	1,367.40	611.55	755.85
9343944	D951547	470.40	217.95	252.45	665.70	218.10	447.60	998.25	263.70	734.55
9344022	D951544	20.70	16.05	4.65	29.55	18.00	11.55	43.35	22.80	20.55
9344024	D951545	653.85	483.90	169.95	926.70	474.90	451.80	1,390.05	533.55	856.50
9344026	D951548	672.75	499.80	172.95	947.55	447.45	500.10	1,413.00	439.80	973.20
9344028	D951549	585.75	546.15	39.60	834.00	460.35	373.65	1,254.15	395.55	858.60
		TOTAL POR MES		59,517.00	TOTAL PORMES		149,898.15	TOTAL POR MES		285,278.25

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 43.

Resultados de las pérdidas de energía (kWh) de los flujos de potencia de la Alternativa 2.

Codigo SED	Codigo circuito	2027			2033			2043								
		SIN GD	CON GD	VARIACION DE PERDIDAS	SIN GD	CON GD	VARIACION DE PERDIDAS	SIN GD	CON GD	VARIACION DE PERDIDAS						
17612327	D430901	9,875.70	4,927.65	4,948.05	14,247.60	7,057.05	7,190.55	21,822.45	10,698.45	11,124.00						
17612327	D430902	5,802.15	3,735.90	2,066.25	8,320.05	5,339.40	2,980.65	12,644.70	8,077.95	4,566.75						
17612327	D430903	26,168.70	5,573.85	20,594.85	38,228.40	7,963.35	30,265.05	59,676.30	12,044.70	47,631.60						
9290214	D430876	398.40	398.40	0.00	566.25	566.25	0.00	849.60	849.60	0.00						
9290214	D430877	720.75	720.75	0.00	1,027.95	1,027.95	0.00	1,547.40	1,547.40	0.00						
9290216	D430881	5,403.60	5,403.60	0.00	7,704.90	7,704.90	0.00	11,626.05	11,626.05	0.00						
9290216	D430882	19,024.65	8,575.50	10,449.15	27,603.90	12,321.90	15,282.00	42,543.15	18,738.90	23,804.25						
9290216	D430883	5,317.35	5,317.35	0.00	7,609.65	7,609.65	0.00	11,528.40	11,528.40	0.00						
9290218	D430886	5,965.80	6,099.90	134.10	8,389.60	8,778.60	189.00	13,091.25	13,376.70	285.45						
9290218	D430887	18,152.55	15,246.00	2,906.55	26,126.70	21,898.80	4,227.90	39,853.35	33,308.25	6,545.10						
9290218	D430888	700.95	700.95	0.00	1,003.20	1,003.20	0.00	1,515.75	1,515.75	0.00						
9290414	D452876	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
9290638	D453361	315.60	315.60	0.00	445.20	445.20	0.00	665.55	665.55	0.00						
9290638	D453362	79.95	79.95	0.00	111.30	111.30	0.00	167.40	167.40	0.00						
9290640	D453366	41.40	41.40	0.00	57.15	57.15	0.00	85.65	85.65	0.00						
9290640	D453367	62.10	62.10	0.00	87.60	87.60	0.00	132.90	132.90	0.00						
9292200	D493305	44.40	44.40	0.00	63.00	63.00	0.00	94.50	94.50	0.00						
9292200	D493309	6.90	6.90	0.00	10.80	10.80	0.00	15.75	15.75	0.00						
9296526	D493274	4.95	4.95	0.00	4.95	4.95	0.00	6.90	6.90	0.00						
9296528	D493285	4.95	4.95	0.00	4.95	4.95	0.00	8.85	8.85	0.00						
9296528	D493289	15.75	15.75	0.00	22.65	22.65	0.00	31.50	31.50	0.00						
9296536	D493275	25.65	25.65	0.00	36.45	36.45	0.00	54.15	54.15	0.00						
9296536	D493279	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00						
9296538	D493280	35.55	35.55	0.00	50.25	50.25	0.00	74.85	74.85	0.00						
9296538	D493284	11.85	11.85	0.00	15.75	15.75	0.00	22.65	22.65	0.00						
9296538	D493300	13.80	13.80	0.00	20.70	20.70	0.00	29.55	29.55	0.00						
9296566	D493295	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
9296566	D493299	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
9296566	D496054	6.90	6.90	0.00	8.85	8.85	0.00	13.80	13.80	0.00						
9296570	D493310	30.60	30.60	0.00	43.35	43.35	0.00	64.95	64.95	0.00						
9296570	D496939	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
9296998	D496517	256.35	256.35	0.00	365.25	365.25	0.00	550.20	550.20	0.00						
9297000	D497351	48.30	48.30	0.00	69.90	69.90	0.00	103.35	103.35	0.00						
9297000	D497352	11.85	11.85	0.00	15.75	15.75	0.00	22.65	22.65	0.00						
9297038	D496321	449.70	449.70	0.00	639.15	639.15	0.00	957.90	957.90	0.00						
9297038	D496322	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00	4.95	4.95	0.00						
9317526	D430891	8,807.40	8,807.40	0.00	12,589.50	12,589.50	0.00	19,027.05	19,027.05	0.00						
9317526	D430892	9,916.05	9,916.05	0.00	14,194.65	14,194.65	0.00	21,481.05	21,481.05	0.00						
9317528	D430896	2,009.55	2,009.55	0.00	2,863.35	2,863.35	0.00	4,316.40	4,316.40	0.00						
9317528	D430897	22,630.95	11,263.05	11,367.90	32,797.65	16,185.90	16,611.75	50,499.15	24,628.80	25,870.35						
9317528	D430898	2,799.60	2,799.60	0.00	3,983.10	3,983.10	0.00	5,997.90	5,997.90	0.00						
9324244	D454421	83.85	83.85	0.00	118.20	118.20	0.00	176.25	176.25	0.00						
9324244	D454422	217.95	217.95	0.00	308.25	308.25	0.00	458.85	458.85	0.00						
9324338	D496521	1.95	1.95	0.00	1.95	1.95	0.00	4.95	4.95	0.00						
9324338	D496522	928.95	928.95	0.00	1,317.60	1,317.60	0.00	1,977.75	1,977.75	0.00						
9324338	D496523	979.20	979.20	0.00	1,395.30	1,395.30	0.00	2,099.70	2,099.70	0.00						
9343466	D430276	676.50	676.50	0.00	962.10	962.10	0.00	1,442.25	1,442.25	0.00						
9343466	D430277	22,863.30	9,877.35	12,985.95	33,380.40	14,189.85	19,190.55	51,995.25	21,600.75	30,394.50						
9343466	D430278	7,991.40	5,929.20	2,062.20	11,353.05	8,458.05	2,895.00	17,229.75	12,781.35	4,448.40						
9343930	D951546	642.00	642.00	0.00	910.95	910.95	0.00	1,367.40	1,367.40	0.00						
9343944	D951547	470.40	470.40	0.00	665.70	665.70	0.00	998.25	998.25	0.00						
9344022	D951544	20.70	20.70	0.00	29.55	29.55	0.00	43.35	43.35	0.00						
9344024	D951545	653.85	653.85	0.00	926.70	926.70	0.00	1,390.05	1,390.05	0.00						
9344026	D951548	672.75	672.75	0.00	947.55	947.55	0.00	1,413.00	1,413.00	0.00						
9344028	D951549	585.75	585.75	0.00	834.00	834.00	0.00	1,254.15	1,254.15	0.00						
TOTAL POR MES		62,238.75			TOTAL POR MES			91,263.90			TOTAL POR MES			142,975.50		

Fuente: Elaboración propia.

4.6.9.2 Evaluación técnica para la caída de tensión

El análisis reveló problemas de fluctuaciones de voltaje, en particular en los circuitos señalados en la tabla 44.

Tabla 44.

Caída de tensión críticas de las SEDs.

Código de SED	Máxima cada de tensión (%)
17612327	11.29
17612327	8.03
17612327	21.28
9290216	5.27
9290216	11.29
9290216	6.12
9290218	5.53
9290218	7.67
9317528	12.05
9343466	18.6
9343466	8.22

Fuente: Elaboración propia.

Los porcentajes de disminución de tensión en la tabla 44 se intensifican con el paso del tiempo y el incremento de la demanda.

Para el análisis de caídas de tensión, así como para la estimación de las pérdidas, se llevaron a cabo flujos de carga durante las horas de demanda promedio y las horas de demanda baja, utilizando factores de carga de 0.43 y 0.25 respectivamente para los años 4, 10 y 20. Con estos datos, se determinaron las caídas de tensión para cada circuito de las diferentes SED del alimentador A4270. Las tablas 45 y 46 presentan los resultados de los porcentajes de caída de tensión por circuito para ambas soluciones propuestas, tanto en situaciones con GD como sin él.

Tabla 45.

Resultados de Caídas de tensión de la Alternativa 1.

Resultados de caídas de tensión con la alternativa 01													
codigo SED	codigo circuito	CAIDAS DE TENSION AÑO 2027				CAIDAS DE TENSION AÑO 2033				CAIDAS DE TENSION AÑO 2043			
		MEDIA DEMANDA		BAJA DEMANDA		MEDIA DEMANDA		BAJA DEMANDA		MEDIA DEMANDA		BAJA DEMANDA	
		SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD
17612327	D450901	4.63	1.24	2.68	2.53	5.63	0.89	3.00	2.32	6.99	2.14	3.65	1.89
17612327	D450902	3.37	1.45	1.97	2.42	4.08	0.95	2.20	2.26	5.04	0.92	2.66	1.94
17612327	D450903	8.19	2.21	4.70	4.45	10.03	1.22	5.26	4.08	12.60	3.39	6.42	3.34
9290214	D450876	0.43	0.33	0.26	0.49	0.52	0.26	0.29	0.46	0.64	0.15	0.35	0.41
9290214	D450877	0.57	0.44	0.34	0.61	0.69	0.36	0.37	0.59	0.85	0.24	0.45	0.53
9290216	D450881	2.25	1.38	1.33	2.10	2.72	1.02	1.48	1.98	3.34	0.53	1.79	1.74
9290216	D450882	4.56	2.79	2.62	4.06	5.56	2.14	2.94	3.85	6.93	3.19	3.58	3.43
9290216	D450883	2.59	2.79	1.51	3.49	3.13	2.44	1.69	3.38	3.86	1.96	2.05	3.14
9290218	D450886	2.31	0.54	1.34	1.27	2.81	0.41	1.50	1.15	3.47	1.05	1.82	0.91
9290218	D450887	3.18	1.76	1.85	2.62	3.87	1.32	2.07	2.48	4.79	2.15	2.51	2.19
9290218	D450888	0.78	0.20	0.45	0.30	0.94	0.37	0.51	0.27	1.16	0.58	0.62	0.21
9290414	D452876	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9290638	D453361	1.13	0.29	0.68	0.41	1.36	0.51	0.75	0.37	1.67	0.82	0.91	0.27
9290638	D453362	0.62	0.18	0.37	0.36	0.74	0.09	0.41	0.33	0.90	0.25	0.49	0.27
9290640	D453366	0.21	0.10	0.13	0.16	0.26	0.06	0.14	0.15	0.31	0.05	0.17	0.13
9290640	D453367	0.23	0.09	0.14	0.07	0.28	0.14	0.15	0.06	0.35	0.20	0.19	0.05
9292200	D493305	0.18	0.05	0.11	0.11	0.21	0.02	0.12	0.10	0.26	0.06	0.14	0.08
9292200	D493309	0.06	0.02	0.04	0.02	0.07	0.04	0.04	0.02	0.09	0.05	0.05	0.01
9296526	D493274	0.03	0.05	0.02	0.05	0.04	0.05	0.02	0.05	0.05	0.04	0.03	0.05
9296528	D493285	0.07	0.12	0.04	0.14	0.08	0.10	0.05	0.14	0.10	0.09	0.06	0.13
9296528	D493289	0.17	0.03	0.10	0.06	0.21	0.07	0.12	0.06	0.25	0.11	0.14	0.04
9296536	D493275	0.13	0.03	0.08	0.06	0.16	0.05	0.09	0.05	0.19	0.08	0.11	0.04
9296536	D493279	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02	0.04	0.04	0.02	0.02
9296538	D493280	0.17	0.13	0.10	0.19	0.21	0.10	0.12	0.18	0.25	0.06	0.14	0.16
9296538	D493284	0.07	0.03	0.04	0.05	0.08	0.03	0.05	0.05	0.10	0.02	0.05	0.04
9296558	D493300	0.09	0.03	0.05	0.05	0.11	0.03	0.06	0.04	0.13	0.06	0.07	0.04
9296566	D493295	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296566	D493299	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02
9296566	D495054	0.10	0.10	0.06	0.06	0.12	0.12	0.07	0.07	0.14	0.14	0.08	0.08
9296570	D493310	0.17	0.09	0.10	0.14	0.21	0.07	0.12	0.13	0.26	0.08	0.14	0.12
9296570	D496939	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9296998	D496517	0.72	0.15	0.42	0.31	0.87	0.30	0.47	0.28	1.07	0.50	0.57	0.22
9297000	D497351	0.11	0.06	0.06	0.10	0.13	0.04	0.07	0.09	0.16	0.02	0.08	0.08
9297000	D497352	0.05	0.03	0.03	0.04	0.06	0.03	0.03	0.04	0.07	0.04	0.04	0.04
9297038	D496321	0.99	0.30	0.59	0.56	1.19	0.22	0.65	0.52	1.46	0.49	0.79	0.43
9297038	D496322	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01
9317526	D450891	1.54	1.71	0.90	2.14	1.87	1.49	1.01	2.07	2.30	1.20	1.22	1.92
9317526	D450892	1.45	0.34	0.84	0.79	1.75	0.62	0.94	0.72	2.16	1.00	1.15	0.56
9317528	D450896	1.71	0.80	1.01	1.15	2.07	0.62	1.12	1.09	2.54	0.82	1.36	0.97
9317528	D450897	4.87	2.02	2.80	3.50	5.93	1.26	3.14	3.26	7.39	1.14	3.83	2.77
9317528	D450898	1.94	1.09	1.14	1.66	2.34	0.81	1.27	1.56	2.87	0.42	1.54	1.38
9324244	D454421	0.16	0.28	0.09	0.32	0.19	0.27	0.10	0.31	0.23	0.25	0.13	0.30
9324244	D454422	0.33	0.17	0.20	0.27	0.40	0.12	0.22	0.26	0.49	0.06	0.27	0.22
9324338	D496521	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01
9324338	D496522	0.72	0.10	0.43	0.29	0.87	0.25	0.48	0.25	1.07	0.44	0.57	0.17
9324338	D496523	1.31	0.79	0.78	1.13	1.59	0.62	0.87	1.08	1.95	0.39	1.04	0.96
9343466	D450276	0.85	0.39	0.50	0.63	1.02	0.27	0.56	0.59	1.25	0.26	0.68	0.51
9343466	D450277	7.25	1.20	4.15	3.37	8.87	1.43	4.65	3.00	11.12	3.38	5.67	2.25
9343466	D450278	3.45	1.34	2.02	2.39	4.17	0.81	2.26	2.21	5.15	0.99	2.73	1.87
9343930	D951546	1.71	0.75	1.01	0.90	2.06	0.67	1.13	0.87	2.54	1.04	1.36	0.82
9343944	D951547	0.97	0.25	0.57	0.39	1.17	0.36	0.64	0.36	1.43	0.62	0.77	0.32
9344022	D951544	0.19	0.05	0.11	0.09	0.23	0.08	0.12	0.08	0.28	0.13	0.15	0.07
9344024	D951545	1.47	0.41	0.87	0.74	1.78	0.42	0.97	0.67	2.18	0.82	1.17	0.54
9344026	D951548	1.03	0.41	0.62	0.68	1.23	0.27	0.69	0.64	1.51	0.41	0.82	0.54
9344028	D951549	1.02	0.71	0.60	1.05	1.23	0.54	0.67	0.99	1.51	0.32	0.81	0.88

Tabla 46.

Resultados de Caídas de tensión de la Alternativa 2.

Resultados de caídas de tensión con la alternativa 01																	
codigo SED	codigo circuito	CAIDAS DE TENSION AÑO 2027				CAIDAS DE TENSION AÑO 2033				CAIDAS DE TENSION AÑO 2043							
		MEDIA DEMANDA		BAJA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MEDIA DEMANDA		BAJA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MEDIA DEMANDA		BAJA DEMANDA	
		SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON
		PROY	PROY	PROY	PROY	SIN GD	CON GD	PROY	PROY	PROY	PROY	SIN GD	CON GD	PROY	PROY	PROY	PROY
17612327	D450901	4.63	2.44	2.68	1.42	10.42	5.28	5.63	2.95	3.00	1.59	13.06	7.66	6.99	3.65	3.65	1.93
17612327	D450902	3.37	2.20	1.97	1.29	7.44	3.15	4.08	2.66	2.20	1.44	9.24	4.81	5.04	3.29	2.66	1.75
17612327	D450903	8.19	2.22	4.70	1.30	19.45	9.00	10.03	2.69	5.26	1.45	25.20	13.49	12.90	3.32	6.42	1.76
9290214	D450876	0.43	0.43	0.26	0.26	0.93	0.19	0.52	0.52	0.29	0.29	1.14	0.40	0.64	0.64	0.35	0.35
9290214	D450877	0.57	0.57	0.34	0.34	1.23	0.35	0.69	0.69	0.37	0.37	1.51	0.63	0.85	0.85	0.45	0.45
9290216	D450881	2.25	2.25	1.33	1.33	4.89	1.49	2.72	2.72	1.48	1.48	6.02	2.57	3.34	3.34	1.79	1.79
9290216	D450882	4.56	2.04	2.62	1.18	10.41	6.41	5.56	2.47	2.94	1.33	13.11	8.89	6.93	3.06	3.58	1.61
9290216	D450883	2.59	2.59	1.51	1.51	5.68	0.79	3.13	3.13	1.69	1.69	7.03	2.00	3.86	3.86	2.05	2.05
9290218	D450886	2.31	2.27	1.34	1.32	5.12	2.62	2.81	2.76	1.50	1.47	6.36	3.80	3.47	3.42	1.82	1.79
9290218	D450887	3.18	2.64	1.85	1.53	7.09	4.34	3.87	3.20	2.07	1.72	8.83	5.99	4.79	3.96	2.51	2.08
9290218	D450888	0.78	0.78	0.45	0.45	1.70	1.11	0.94	0.94	0.51	0.51	2.09	1.50	1.16	1.16	0.62	0.62
9290414	D452876	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
9290638	D453361	1.13	1.13	0.68	0.68	2.42	1.56	1.36	1.36	0.75	0.75	2.97	2.10	1.67	1.67	0.91	0.91
9290638	D453362	0.62	0.62	0.37	0.37	1.29	0.64	0.74	0.74	0.41	0.41	1.58	0.92	0.90	0.90	0.49	0.49
9290640	D453366	0.21	0.21	0.13	0.13	0.45	0.19	0.26	0.26	0.14	0.14	0.56	0.29	0.31	0.31	0.17	0.17
9290640	D453367	0.23	0.23	0.14	0.14	0.51	0.36	0.28	0.28	0.15	0.15	0.62	0.47	0.35	0.35	0.19	0.19
9292200	D493305	0.18	0.18	0.11	0.11	0.38	0.18	0.21	0.21	0.12	0.12	0.47	0.26	0.26	0.26	0.14	0.14
9292200	D493309	0.06	0.06	0.04	0.04	0.13	0.09	0.07	0.07	0.04	0.04	0.16	0.12	0.09	0.09	0.05	0.05
9296526	D493274	0.03	0.03	0.02	0.02	0.07	0.04	0.04	0.04	0.02	0.02	0.08	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03
9296528	D493285	0.07	0.07	0.04	0.04	0.15	0.05	0.08	0.08	0.05	0.05	0.18	0.04	0.10	0.10	0.06	0.06
9296528	D493289	0.17	0.17	0.10	0.10	0.36	0.22	0.21	0.21	0.12	0.12	0.44	0.30	0.25	0.25	0.14	0.14
9296536	D493275	0.13	0.13	0.08	0.08	0.27	0.16	0.16	0.16	0.09	0.09	0.33	0.22	0.19	0.19	0.11	0.11
9296536	D493279	0.02	0.02	0.01	0.01	0.05	0.05	0.03	0.03	0.02	0.02	0.06	0.06	0.04	0.04	0.02	0.02
9296538	D493280	0.17	0.17	0.10	0.10	0.37	0.08	0.21	0.21	0.12	0.12	0.45	0.16	0.25	0.25	0.14	0.14
9296538	D493284	0.07	0.07	0.04	0.04	0.14	0.06	0.08	0.08	0.05	0.05	0.17	0.09	0.10	0.10	0.05	0.05
9296558	D493300	0.09	0.09	0.05	0.05	0.19	0.11	0.11	0.11	0.06	0.06	0.23	0.16	0.13	0.13	0.07	0.07
9296566	D493295	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
9296566	D493299	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01	0.05	0.05	0.03	0.03	0.02	0.02
9296566	D496054	0.10	0.10	0.06	0.06	0.21	0.21	0.12	0.12	0.07	0.07	0.25	0.25	0.14	0.14	0.08	0.08
9296570	D493310	0.17	0.17	0.10	0.10	0.37	0.16	0.21	0.21	0.12	0.12	0.45	0.24	0.26	0.26	0.14	0.14
9296570	D496939	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	0.00	0.00	0.00
9296998	D496517	0.72	0.72	0.42	0.42	1.56	0.98	0.87	0.87	0.47	0.47	1.92	1.34	1.07	1.07	0.57	0.57
9297000	D497351	0.11	0.11	0.06	0.06	0.22	0.08	0.13	0.13	0.07	0.07	0.27	0.13	0.16	0.16	0.08	0.08
9297000	D497352	0.05	0.05	0.03	0.03	0.10	0.07	0.06	0.06	0.03	0.03	0.12	0.09	0.07	0.07	0.04	0.04
9297038	D496321	0.99	0.99	0.59	0.59	2.11	1.13	1.19	1.19	0.65	0.65	2.59	1.60	1.46	1.46	0.79	0.79
9297038	D496322	0.02	0.02	0.01	0.01	0.09	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01
9317526	D450891	1.54	1.54	0.90	0.90	3.36	1.51	1.87	1.87	1.01	1.01	4.15	2.27	2.30	2.30	1.22	1.22
9317526	D450892	1.45	1.45	0.84	0.84	3.16	1.91	1.75	1.75	0.94	0.94	3.90	2.58	2.16	2.16	1.15	1.15
9317528	D450896	1.71	1.71	1.01	1.01	3.71	1.96	2.07	2.07	1.12	1.12	4.58	2.80	2.54	2.54	1.36	1.36
9317528	D450897	4.87	2.61	2.80	1.52	11.10	4.41	5.93	3.17	3.14	1.70	13.99	6.92	7.39	3.92	3.83	2.06
9317528	D450898	1.94	1.94	1.14	1.14	4.19	1.55	2.34	2.34	1.27	1.27	5.17	2.48	2.87	2.87	1.54	1.54
9324244	D454421	0.16	0.16	0.09	0.09	0.34	0.20	0.19	0.19	0.10	0.10	0.41	0.16	0.23	0.23	0.13	0.13
9324244	D454422	0.33	0.33	0.20	0.20	0.71	0.28	0.40	0.40	0.22	0.22	0.86	0.44	0.49	0.49	0.27	0.27
9324338	D496521	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01
9324338	D496522	0.72	0.72	0.43	0.43	1.55	0.92	0.87	0.87	0.48	0.48	1.90	1.26	1.07	1.07	0.57	0.57
9324338	D496523	1.31	1.31	0.78	0.78	2.84	1.14	1.59	1.59	0.87	0.87	3.50	1.78	1.95	1.95	1.04	1.04
9343466	D450276	0.85	0.85	0.50	0.50	1.82	0.81	1.02	1.02	0.56	0.56	2.23	1.22	1.25	1.25	0.68	0.68
9343466	D450277	7.25	2.95	4.15	1.71	17.04	8.41	8.87	3.57	4.65	1.92	21.91	12.40	11.12	4.42	5.67	2.33
9343466	D450278	3.45	2.53	2.02	1.49	7.61	3.20	4.17	3.05	2.26	1.66	9.46	4.90	5.15	3.76	2.73	2.01
9343930	D951546	1.71	1.71	1.01	1.01	3.70	2.17	2.06	2.06	1.13	1.13	4.55	3.01	2.54	2.54	1.36	1.36
9343944	D951547	0.97	0.97	0.57	0.57	2.08	1.26	1.17	1.17	0.64	0.64	2.55	1.72	1.43	1.43	0.77	0.77
9344022	D951544	0.19	0.19	0.11	0.11	0.40	0.25	0.23	0.23	0.12	0.12	0.49	0.34	0.28	0.28	0.15	0.15
9344024	D951545	1.47	1.47	0.87	0.87	3.18	1.79	1.78	1.78	0.97	0.97	3.91	2.51	2.18	2.18	1.17	1.17
9344026	D951548	1.03	1.03	0.62	0.62	2.18	1.04	1.23	1.23	0.69	0.69	2.67	1.52	1.51	1.51	0.82	0.82
9344028	D951549	1.02	1.02	0.60	0.60	2.19	0.77	1.23	1.23	0.67	0.67	2.70	1.16	1.51	1.51	0.81	0.81

Fuente: Elaboración propia.

4.7 Etapa 6: evaluación económica de las alternativas de solución

4.7.1 Evaluación económica

Incluye la valoración de los gastos de inversión, costos de funcionamiento y conservación, así como los costos de pérdidas de las opciones viables desde el punto de vista técnico [62]. El objetivo es maximizar la utilización de los recursos financieros mediante la identificación de la opción más rentable. Los costos se estiman bajo la premisa de costos eficientes, asimismo, la evaluación económica se desarrolló para los circuitos donde se realizaron cambios en las redes de BT con el objeto de poder comparar los costos de inversión y pérdidas de las dos alternativas planteadas en el análisis.

4.7.1.1 Costos de inversión

A. Costos de la alternativa 1

Se consideran la cantidad de paneles e inversores que se instalarán sólo en los circuitos que presentan caídas de tensión mayores a 5%, tabla 47.

Tabla 47.
Cantidad de Paneles FV por circuito de BT

Potencia de la Carga (kW)	Potencia de cada panel (Wp)	Potencia Nominal de Inversores kWca	Cantidad de Circuitos	Cantidad de Paneles - Serie	Cantidad de Paneles - Paralelo	Total de Paneles
3	550	3	1	6	1	6
4	550	4	1	4	2	8
5	550	5	1	6	2	12
6	550	6	6	6	2	72
8	550	8	1	8	2	16
9	550	9	1	9	2	18
12	550	12	1	6	4	24
Total			12	45	15	156

Para valorizar, se consideran paneles solares de 550 Wp, inversores para tensión de 220V e inversores de acuerdo a la potencia de diseño, como se muestran en las tablas 48 y 49.

Tabla 48.

Costos de instalación de panel fotovoltaico de 550 Wp, 24 VDC.

Empresa :		OSINERGMIN GART					
Armado :		Instalación de Panel Fotovoltaico de 550 Wp, 24 VDC		Total paneles		780	
Codigo :		PANA-6					
Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	Costo US\$			
				Unitario	SubTotal	Total	
MATERIALES							
1	PAN-1	Panel Fotovoltaico de 550 Wp, 24 VDC	Und.	1.00	288.68	288.68	225170.40
2	MÓD-5	Módulo soporte para panel fotovoltaico para 72 celdas	Und.	1.00	91.44	91.44	71323.20
3	CAB-2	Cable CPI - TW de 16 mm2	Mts.	10.00	2.34	23.40	18252.00
4	CAB-7	Cintillos de sujeción de 300 mm, color negro	Und.	20.00	0.06	1.20	936.00
5	FER-1	Conector MC4 Macho y Hembra	Und.	4.00	4.28	17.12	13353.60
						SUB TOTAL US\$	329035.20
MANO DE OBRA							
1	Capataz		h-h	0.36	6.83	2.43	1895.40
2	Oficial		h-h	2.14	5.09	10.88	8486.40
3	Peón		h-h	1.28	4.59	5.89	4594.20
						SUB TOTAL US\$	14976.00
TRANSPORTE Y EQUIPOS							
1	Camioneta		h-m	0.40	10.36	4.16	3244.80
						SUB TOTAL US\$	3244.80
				Instalación de Panel Fotovoltaico de 550 Wp, 24 VDC		TOTAL US\$	347256.00

Fuente: Osinergmin

Tabla 49.

Costos de instalación de inversores

Item	Descripcion	Cantidad	Costo Parcial US\$
1	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 3000W	1	112.91
2	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 4000W	1	163.91
3	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 5000W	1	238.91
4	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 6000W	6	2022.91
5	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 8000W	1	607.91
6	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 9000W	1	778.91
7	Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 12000W	1	1434.91
TOTAL			5360.37

Fuente: Osinergmin

La tabla 50, resume la inversión total de la alternativa 01.

Tabla 50.
Costos de inversión de la alternativa 01

COSTOS DE INVERSION		
DESCRIPCION	CANTIDAD	MONTO (\$)
Instalación de Panel Fotovoltaico de 550 Wp, 24 VDC	156	69,451.20
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 3000W	1	112.91
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 4000W	1	163.91
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 5000W	1	238.91
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 6000W	6	2022.91
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 8000W	1	607.91
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 9000W	1	778.91
Instalación de Inversor para SFV de 220/380V a 12000W	1	1434.91
		74,811.57

Fuente: Elaboración propia

B. Costos de la alternativa 2

La inversión requerida para esta opción incluye gastos directos e indirectos, costos de montaje y costos totales. Estos se han calculado utilizando los mismos criterios que se usaron para determinar el valor de reemplazo nuevo (VRN) de las instalaciones de distribución eléctrica. Esto toma en cuenta las regulaciones técnicas para la construcción de instalaciones, los costos unitarios de adquisición de materiales y equipos de los últimos dos años, y los rendimientos de montaje más eficientes [62]. Para calcular los gastos de inversión de cada una de las remodelaciones, se ha utilizado la Base de Datos del Sistema de Costos Estándar de Inversión para Sistemas de Distribución (SICODI) del Osinergmin. Al igual que en la opción 1, las inversiones se hacen para mejorar las redes de baja tensión (BT) de los circuitos con caídas de tensión superiores al 5%.

A continuación, en la tabla 51, se detalla el costo total de inversión de la alternativa 02:

Tabla 51.

Costos de inversión de la alternativa 02

Remodelación de redes BT por SED	Costo de Inversión US\$
9290216	4,274.10
9290218	8,558.85
9317526	14,172.14
9317528	10,033.68
9343466	60,916.38
17612327	64,674.86
Total	162,630.02

Fuente: Elaboración propia

4.7.1.2 Costos de operación y mantenimiento

A. Costos de OyM de la alternativa 1

Para calcular la OyM de esta opción, se han tenido en cuenta los mantenimientos preventivos anuales para los 161 paneles solares. El costo total de estos mantenimientos se presenta en la tabla 52.

Tabla 52.

Costos de operación y mantenimiento de la alternativa 1

Empresa:	OSINERGMIN GART				
Código de Actividad:	MPAL-CS-32c				
Descripción de Actividad:	Mantenimiento preventivo anual de SFV de 870 Wp hasta 320 Wp				
Rendimiento (SFD/día):	6.76				
Materiales					
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$/Unidad)	Subtotal (US\$)
			1.69		
			Subtotal (US\$)		0.00
			C.U. (US\$/SF)	Materiales	0.000
Recursos - Mano de Obra					
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$/Unidad)	Subtotal (US\$)
MOOP02	Oficial	h-h	8.00	5.09	40.72
			Subtotal (US\$)		40.72
			C.U. (US\$/SF)	Mano de Obra	6.024
Recursos - Transporte y Equipos					
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$/Unidad)	Subtotal (US\$)
TRMO01	Moto	h-m	2.65	2.26	5.99
TEAS01	Acémila	h-m	2.84	2.89	8.21
			Subtotal (US\$)		14.20
			C.U. (US\$/SF) (2)	Transp. y Eq.	2.100
			Total (US\$)		54.917
			Costo Unitario (US\$/SF)		8.124
			Total Sistema (US\$)		1,267.306

Fuente: Osinergmin

B. Costos de OyM de la alternativa 2

El estudio de costos contempló costos directos e indirectos, costos asociados a las actividades de OyM, así como el costo total, siguiendo las mismas pautas utilizadas en la determinación de la tarifa del VAD.

El costo de OyM de cada componente del sistema se ha determinado multiplicando los porcentajes publicados correspondientes a los sectores típicos, en la tabla 53.

Tabla 53.

Porcentajes de operación y mantenimiento por sector típico

PROCENTAJES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
SECTOR TÍPICO	% Inversión
ST 02	9.93%
ST 03	9.39%
ST 04	5.07%
ST SER	6.54%

Fuente: Osinergmin Fijación del Valor Agregado de Distribución 2019-2023

4.7.1.3 Costos de pérdidas

Se determinó las pérdidas técnicas en redes BT.

Para determinar los costos asociados con las pérdidas de energía, estos se han multiplicado por los costos de la energía. En la tabla 54, las tarifas aplicadas en el cálculo de los costos de pérdidas corresponden a la tarifa BT5, tanto para la opción 01 como para la opción 02.

Tabla 54.

Tarifa eléctrica regulada residencial

TARIFAS ELÉCTRICAS REGULADAS - OSINERGMIN				
				Sin IGV
TARIFA BT5B	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S/mes	4.69	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	96.14	
TARIFA BT5B	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 140 kW.h por mes			
	0 - 30 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S/mes	4.53	4.08
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	37.16	31.52
	31 - 140 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S/mes	4.53	4.08
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S/mes	11.15	9.45
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	92.89	78.79
	b) Para usuarios con consumos mayores a 140 kW.h por mes – No afecto a descuento por FOSE			
	Cargo Fijo Mensual	S/mes	4.69	4.22
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	96.14	81.55
SER HUANUCO	04/07/2023			

Fuente: Osinergmin

4.7.1.4 Evaluación de la rentabilidad

Las evaluaciones económicas se realizaron con la tasa de descuento de 12 % anual (tasa vigente LCE Artículo 79), una vida útil y periodo de evaluación de 20 años.

Los resultados se observan en la siguiente tabla 55.

Tabla 55.
Resultado de indicadores económicos.

Indicadores económicos	Alternativa 1	Alternativa 2
Tasa de Descuento %	12%	12%
VAN (\$)	734,483.48	404,922.48
TIR (%)	82.23%	35.78%

Examinando la tabla 55, se puede notar que el Valor Actual Neto (VAN) de la opción 01 supera al de la opción 02. Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) en la opción 01 también es superior a la de la opción 02. Por lo tanto, concluimos que la opción 01 es rentable y económicamente más beneficiosa que la opción 02, y se debería seguir adelante con su implementación. Los pormenores de la evaluación económica de las opciones 1 y 2 se exponen en las tablas 56 y 57, respectivamente.

Tabla 56.

Resultados de la evaluación económica de las Alternativa 1.

Sistema Eléctrico

Alimentador:

A4270

SER:

SER HUANUCO

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (\$)

1,307.92

Evaluación Económica (Valor Actual de Beneficios Netos y Tasa Interna de Retorno)																						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
	ENERGIA RECUPERADA (kWh)	628,970	683,663	743,112	807,730	941,735	1,075,739	1,209,744	1,343,749	1,477,753	1,611,758	1,733,410	1,855,063	1,976,715	2,098,368	2,220,020	2,341,673	2,463,325	2,584,977	2,706,630	2,828,282	
A	COSTOS DE INVERSION (US\$)	75,149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B	COSTO DE PERDIDAS RECUPERADAS	55,274	60,080	65,305	70,984	82,760	94,536	106,313	118,089	129,865	141,642	152,332	163,023	173,714	184,405	195,096	205,787	216,478	227,168	237,859	248,550	
C	COYM ANUAL	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	
D	TOTAL DE COSTOS (A+C)	75,149	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	
E	VENTAS DE ENERGIA RECUPERADA	55,274	60,080	65,305	70,984	82,760	94,536	106,313	118,089	129,865	141,642	152,332	163,023	173,714	184,405	195,096	205,787	216,478	227,168	237,859	248,550	
F	BENEFICIOS NETOS (E-D)	-75,149	53,966	58,773	63,997	69,676	81,452	93,228	105,005	116,781	128,557	140,334	151,025	161,715	172,406	183,097	193,788	204,479	215,170	225,860	236,551	247,242

INDICADORES ECONOMICOS	VALOR
Tasa de Descuento %	12%
VAN (\$)	733,842.37
TIR (%)	81.86%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 57.

Resultados de la evaluación económica de las Alternativa 2.

Sistema Eléctrico

Alimentador: A4270
 SER: SER HUANUCO COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 6.54%

Evaluación Económica (Valor Actual de Beneficios Netos y Tasa Interna de Retorno)																						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
	ENERGIA RECUPERADA (kWh)	654,660	702,426	753,676	806,242	868,777	931,312	993,848	1,056,383	1,118,918	1,181,453	1,248,228	1,315,004	1,381,779	1,448,554	1,515,329	1,582,104	1,648,879	1,715,654	1,782,429	1,849,194	
A	COSTOS DE INVERSION (US\$)	162,630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B	COSTO DE PERDIDAS RECUPERADAS		57,532	61,729	66,233	70,853	76,348	81,844	87,340	92,835	98,331	103,826	109,695	115,563	121,431	127,299	133,167	139,036	144,904	150,772	156,640	162,508
C	COYM ANUAL		12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545
D	TOTAL DE COSTOS (A+C)	162,630	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545	12,545
E	VENTAS DE ENERGIA RECUPERADA		57,532	61,729	66,233	70,853	76,348	81,844	87,340	92,835	98,331	103,826	109,695	115,563	121,431	127,299	133,167	139,036	144,904	150,772	156,640	162,508
F	BENEFICIOS NETOS (E-D)	-162,630	44,987	49,185	53,689	58,308	63,804	69,299	74,795	80,291	85,786	91,282	97,150	103,018	108,886	114,755	120,623	126,491	132,359	138,227	144,096	149,963

INDICADORES ECONOMICOS	VALOR
Tasa de Descuento %	12%
VAN (\$)	404,922.48
TIR (%)	35.78%

Fuente: Elaboración propia.

4.8 Discusión e interpretación de resultados

Es crucial subrayar los logros obtenidos en esta tesis. El modelo sugerido que incorpora generación distribuida fotovoltaica en lo que respecta a los costos de inversión, según se muestra en la tabla 50, es insignificante en comparación con la otra opción presentada en la tabla 51. Igualmente, desde una perspectiva económica, es factible de acuerdo con los datos de la tabla 55. En términos técnicos, contribuye a optimizar el rendimiento de las pérdidas de energía y la caída de tensión, tal como se refleja en las tablas 42 y 45 respectivamente.

La consecución de metas globales y particulares es el resultado de la implementación del modelo en una red de baja tensión auténtica. El estudio de los conglomerados a través de técnicas de optimización facilita la formación de dos grupos prominentes de las subestaciones de distribución, teniendo en cuenta las peculiaridades de las instalaciones. El desenlace de esta fase es la selección del alimentador A4270 de la SET Unión. El análisis de conglomerados expone diversas ventajas y beneficios en la aplicación en los sistemas eléctricos de distribución [65], asimismo, el clustering ayuda a diseñar redes de media y baja tensión [66].

El estudio del mercado eléctrico tiene dos objetivos fundamentales, la determinación de la tasa de crecimiento y la caracterización de la demanda, para el primer caso de utilizaron métodos tendenciales y econométricos con un resultado de 4.998% crecimiento anual (tabla 25) y en el segundo caso se establece los bloques de demanda baja, media y punta con factores de simultaneidad 0.25, 0.43 y 0.83 respectivamente (figura 59), los métodos tendenciales y econométricos son ampliamente utilizados en los estudios de demanda en planeamiento de los sistemas principales y secundarios de transmisión, así como en procesos regulatorios como el valor agregado de distribución, el pronóstico de la demanda es un insumo importante para la expansión de los sistemas eléctricos de potencia y un factor determinante para la toma de decisiones en el mercado eléctrico [67].

El diseño factorial experimental $10 \times 10 \times 4 \times 3$, el uso de los métodos aproximados, caracterización de la carga por bloques horarios y la simulación mediante flujos de potencia permitieron establecer que la generación distribuida fotovoltaica debe estar ubicada a un 60% en el circuito de baja tensión y la capacidad de la generación distribuida equivale a 50% de la demanda en potencia del año 4, puesto que, la propuesta en esta investigación es no contar con elementos de almacenamiento. La relevancia de indagar en este tema radica en determinar con precisión la localización y habilidad de la generación distribuida en redes de voltaje bajo. Según la revisión de literatura, son escasas las investigaciones que logran llegar a los hallazgos obtenidos. En relación a considerar bloques horarios y la ubicación de la carga en puntos específicos concuerdan con los criterios establecidos por [1], que establece una metodología probabilística para la selección y ubicación de generación distribuida. Por otro lado, [9] considera en el planeamiento la incorporación de la carga eléctrica vehicular controlada y no controlada, este tipo de cargas asociadas a la generación distribuida podrían analizarse en los sectores típicos 1 y 2 donde existe mayor concentración de carga. Un aspecto importante que mencionan [10], es que, además del posicionamiento y el tamaño óptimos, depende de su capacidad para producir energía en los momentos y niveles adecuados.

Los resultados de la evaluación técnica son relevantes en esta investigación, porque se establecen dos alternativas de solución con y sin generación distribuida fotovoltaica, luego de la evaluación del diagnóstico que permite conocer las condiciones de operación actual del sistema mediante flujos de carga, considerando las restricciones de caídas de tensión $\pm 7.5\%$ y pérdidas de energía en baja tensión de 11.12% para el sistema eléctrico huánuco rural 2. Asimismo, se evaluó la irradiancia media diaria en un año (W/m^2), con horas favorables de 7 am a 4 pm, figura 75. En contraste con los bloques de demanda, la participación de la generación distribuida fotovoltaica es de 7.5 horas en bloque de demanda media y de 4.5 horas en bloque de demanda base, figura 97. Los resultados de las simulaciones mediante flujos de carga arrojan valores favorables con la incorporación

de la generación distribuida fotovoltaica, la energía mensual que se deja de perder en kWh es de 59,517 kWh, 149,898 kWh y 285,278 kWh para los años 2027, 2033 y 2043 respectivamente, asimismo, la reducción de las caídas de tensión en promedio porcentual resulta de 0.29%, 0.55% y 0.81% para los años 2027, 2033 y 2044 respectivamente. Los resultados de [4], [15], [16], [17], [18] y [5] concuerdan con los resultados de la investigación al encontrar impactos en los niveles de tensión y pérdidas al incorporar la generación distribuida, en el último caso también considera el crecimiento futuro de la demanda y la ubicación de la generación distribuida. Contrario al planteamiento de la investigación, [8] y [6] plantean la incorporación de baterías en la planificación con generación distribuida y proponen políticas de flexibilización en el tema económico, a razón que la incorporación de baterías incrementa los costos de inversión, en el segundo caso.

Es pertinente señalar las restricciones que existen al recolectar los datos, así como la calidad y consistencia de la información técnica y comercial de las compañías distribuidoras a lo largo del país.

La función objetivo de la planificación es minimizar los costos considerando alternativas de solución, restricciones técnicas y normativas, es así que, luego de analizar los aspectos técnicos la mejor opción resulta la alternativa 1, que considera generación distribuida fotovoltaica como parte de la solución con costos de inversión de US\$ 74,811.57, VAN de 734,483.48 y TIR de 82.23%, que indican que la alternativa 1 es económicamente rentable y viable. Los resultados obtenidos son coherentes con los obtenidos por [3] y [2]., que obtienen menores costos con la incorporación entre otros elementos de generadores distribuidos en comparación con otras alternativas. Como toda tecnología nueva está sujeta a incentivos económicos, es así como [11], [12], [13] y [14] proponen diferentes modelos de subsidios para la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica.

De acuerdo a las investigaciones revisadas, el modelo de planificación propuesto contribuye al desarrollo del conocimiento en temas de planeamiento, puesto que, el modelo

es novedoso, genera mejores resultados y permite un análisis detallado de cada etapa desde el análisis de datos, análisis del mercado, evaluación técnica y económica; este último es fundamental para la toma de decisiones en el desarrollo de proyectos, asimismo, el modelo incluye de análisis de cluster y diseño factorial experimental. No se descubrieron estudios que sugieran modelos de planificación que integren la generación distribuida de energía fotovoltaica en redes de baja tensión en áreas rurales. Los modelos utilizados en otras investigaciones se aplican a redes ideales, lo que podría resultar en resultados poco confiables al momento de su implementación en redes reales.

Los trabajos futuros a partir de esta investigación, corresponderá analizar el efecto la incorporación de la generación distribuida de baja tensión en los niveles de media tensión y transmisión, asimismo, se deberá evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico en términos de minimización de la energía esperada no suministrada [7].

4.9 Contrastación de la hipótesis

Según la elaboración de supuestos generales y específicos, se requerirá hacer una comparación de hipótesis estadísticas para el caso de la disminución de energía y la caída de tensión, basándonos en la idea de que los sistemas eléctricos rurales seleccionados para el estudio poseen características similares en otras partes del país. Las demás hipótesis se contrastaron con los hallazgos del apartado anterior.

4.9.1 Prueba de hipótesis para las pérdidas de energía

El ritual de la significancia estadística para las pérdidas de energía:

1	<p>Plantear Hipótesis</p> <p>Ho: “La incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución no reduce las pérdidas de energía”.</p> <p>H1: “La incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución reduce las pérdidas de energía”.</p>

2	<p>Nivel de significancia</p> <p>NS $\alpha = 5\%$</p>																																																																																																						
3	<p>Prueba de Normalidad</p> <p>Año 2027</p> <table border="1" data-bbox="375 409 1133 615"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Kolmogorov-Smirnov^a</th> <th colspan="3">Shapiro-Wilk</th> </tr> <tr> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin GD (kWh) año 2027</td> <td>0.367</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.572</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Con GD (kWh) año 2027</td> <td>0.325</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.599</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia (kWh) año 2027</td> <td>0.374</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.611</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Año 2033</p> <table border="1" data-bbox="375 699 1133 905"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Kolmogorov-Smirnov^a</th> <th colspan="3">Shapiro-Wilk</th> </tr> <tr> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin GD (kWh) año 2033</td> <td>0.367</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.570</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Con GD (kWh) año 2033</td> <td>0.323</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.603</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia (kWh) año 2033</td> <td>0.376</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.552</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Año 2043</p> <table border="1" data-bbox="375 989 1133 1194"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Kolmogorov-Smirnov^a</th> <th colspan="3">Shapiro-Wilk</th> </tr> <tr> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin GD (kWh) año 2043</td> <td>0.367</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.567</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Con GD (kWh) año 2043</td> <td>0.333</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.604</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia (kWh) año 2043</td> <td>0.383</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.532</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ho: "La distribución de la variable diferencia no es una distribución normal"</p> <p>H1: "La distribución de la variable diferencia es una distribución normal"</p> <p>Las pruebas de Kolmogorov-Smirnova y Shapiro-Wilk, resultan un Pvalor=Sig.= 0.00, $\alpha = 0.05$ ==> Pvalor < α ==> No es una distribución normal.</p> <p>Aceptamos la Ho.</p> <p>Prueba de Hipótesis</p> <p>Los resultados no corresponden a una distribución normal, por tanto, para la prueba de hipótesis se utiliza las pruebas no paramétricas de Wilcoxon.</p>		Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk			Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.	Sin GD (kWh) año 2027	0.367	55	0.000	0.572	55	0.000	Con GD (kWh) año 2027	0.325	55	0.000	0.599	55	0.000	Diferencia (kWh) año 2027	0.374	55	0.000	0.611	55	0.000		Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk			Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.	Sin GD (kWh) año 2033	0.367	55	0.000	0.570	55	0.000	Con GD (kWh) año 2033	0.323	55	0.000	0.603	55	0.000	Diferencia (kWh) año 2033	0.376	55	0.000	0.552	55	0.000		Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk			Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.	Sin GD (kWh) año 2043	0.367	55	0.000	0.567	55	0.000	Con GD (kWh) año 2043	0.333	55	0.000	0.604	55	0.000	Diferencia (kWh) año 2043	0.383	55	0.000	0.532	55	0.000
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk																																																																																																			
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.																																																																																																	
Sin GD (kWh) año 2027	0.367	55	0.000	0.572	55	0.000																																																																																																	
Con GD (kWh) año 2027	0.325	55	0.000	0.599	55	0.000																																																																																																	
Diferencia (kWh) año 2027	0.374	55	0.000	0.611	55	0.000																																																																																																	
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk																																																																																																			
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.																																																																																																	
Sin GD (kWh) año 2033	0.367	55	0.000	0.570	55	0.000																																																																																																	
Con GD (kWh) año 2033	0.323	55	0.000	0.603	55	0.000																																																																																																	
Diferencia (kWh) año 2033	0.376	55	0.000	0.552	55	0.000																																																																																																	
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk																																																																																																			
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.																																																																																																	
Sin GD (kWh) año 2043	0.367	55	0.000	0.567	55	0.000																																																																																																	
Con GD (kWh) año 2043	0.333	55	0.000	0.604	55	0.000																																																																																																	
Diferencia (kWh) año 2043	0.383	55	0.000	0.532	55	0.000																																																																																																	

Año 2027

Rangos

		N	Rango promedio	Suma de rangos
Con GD (kWh) año 2027 - Sin GD (kWh) año 2027	Rangos negativos	33 ^a	24.44	806.50
	Rangos positivos	14 ^b	22.96	321.50
	Empates	8 ^c		
	Total	55		

a. Con GD (kWh) año 2027 < Sin GD (kWh) año 2027

b. Con GD (kWh) año 2027 > Sin GD (kWh) año 2027

c. Con GD (kWh) año 2027 = Sin GD (kWh) año 2027

Estadísticos de prueba^a

	Con GD (kWh) año 2027 - Sin GD (kWh) año 2027
Z	-2.566 ^b
Sig. asintótica (bilateral)	.010

a. Prueba de Wilcoxon de los rangos con signo

b. Se basa en rangos positivos.

Año 2033

Rangos

		N	Rango promedio	Suma de rangos
Con GD (kWh) año 2033 - Sin GD (kWh) año 2033	Rangos negativos	42 ^a	24.98	1049.00
	Rangos positivos	5 ^b	15.80	79.00
	Empates	8 ^c		
	Total	55		

a. Con GD (kWh) año 2033 < Sin GD (kWh) año 2033

b. Con GD (kWh) año 2033 > Sin GD (kWh) año 2033

c. Con GD (kWh) año 2033 = Sin GD (kWh) año 2033

Estadísticos de prueba^a

	Con GD (kWh) año 2033 - Sin GD (kWh) año 2033
Z	-5.132 ^b
Sig. asintótica (bilateral)	.000

a. Prueba de Wilcoxon de los rangos con signo

b. Se basa en rangos positivos.

Año 2043																					
Rangos																					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>N</th> <th>Rango promedio</th> <th>Suma de rangos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Con GD (kWh) año 2043 - Rangos negativos</td> <td>43^a</td> <td>25.40</td> <td>1092.00</td> </tr> <tr> <td>Sin GD (kWh) año 2043 Rangos positivos</td> <td>4^b</td> <td>9.00</td> <td>36.00</td> </tr> <tr> <td>Empates</td> <td>8^c</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>55</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		N	Rango promedio	Suma de rangos	Con GD (kWh) año 2043 - Rangos negativos	43 ^a	25.40	1092.00	Sin GD (kWh) año 2043 Rangos positivos	4 ^b	9.00	36.00	Empates	8 ^c			Total	55		
	N	Rango promedio	Suma de rangos																		
Con GD (kWh) año 2043 - Rangos negativos	43 ^a	25.40	1092.00																		
Sin GD (kWh) año 2043 Rangos positivos	4 ^b	9.00	36.00																		
Empates	8 ^c																				
Total	55																				
<p>a. Con GD (kWh) año 2043 < Sin GD (kWh) año 2043</p> <p>b. Con GD (kWh) año 2043 > Sin GD (kWh) año 2043</p> <p>c. Con GD (kWh) año 2043 = Sin GD (kWh) año 2043</p>																					
Estadísticos de prueba^a																					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Con GD (kWh) año 2043 - Sin GD (kWh) año 2043</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Z</td> <td>-5.587^b</td> </tr> <tr> <td>Sig. asintótica (bilateral)</td> <td>.000</td> </tr> </tbody> </table>		Con GD (kWh) año 2043 - Sin GD (kWh) año 2043	Z	-5.587 ^b	Sig. asintótica (bilateral)	.000														
	Con GD (kWh) año 2043 - Sin GD (kWh) año 2043																				
Z	-5.587 ^b																				
Sig. asintótica (bilateral)	.000																				
<p>a. Prueba de Wilcoxon de los rangos con signo</p> <p>b. Se basa en rangos positivos.</p>																					
4	<p>De acuerdo a la prueba de Wilcoxon, los Valores de P resultan = 0.010282, 2.861E-7, 2.3052E-85, para los años 2027, 20333 y 2043 respectivamente.</p> <p><i>Estos valores de P son menores a α</i></p> <p>Lectura del p-valor</p> <p>“Con una probabilidad de error del 0.01%, 0.00% y 0.00% para los años 2027,2032 y 2043, la incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución reduce las pérdidas de energía”.</p>																				
5	<p>Toma de decisiones:</p> <p>“La incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución reduce las pérdidas de energía”.</p>																				

4.9.2 Prueba de hipótesis para la caída de tensión

El ritual de la significancia estadística para las caídas de tensión:

1	<p>Plantear Hipótesis</p> <p>Ho: “La incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución no reduce las caídas de tensión”.</p>
----------	---

	H1: "La incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución reduce las caídas de tensión".																																																																																																						
2	<p>Nivel de significancia</p> <p>NS $\alpha = 5\%$</p>																																																																																																						
3	<p>Prueba de Normalidad</p> <p>Año 2027</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Kolmogorov-Smirnov^a</th> <th colspan="3">Shapiro-Wilk</th> </tr> <tr> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin GD (%) año 2027</td> <td>0.241</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.710</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Con GD (%) año 2027</td> <td>0.226</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.748</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia (%) año 2027</td> <td>0.246</td> <td>55</td> <td>0.000</td> <td>0.630</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Año 2033</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Kolmogorov-Smirnov^a</th> <th colspan="3">Shapiro-Wilk</th> </tr> <tr> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin GD (%) año 2033</td> <td>0.243</td> <td>55</td> <td>0</td> <td>0.706</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Con GD (%) año 2033</td> <td>0.225</td> <td>55</td> <td>0</td> <td>0.747</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia (kWh) año 2033</td> <td>0.254</td> <td>55</td> <td>0</td> <td>0.649</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Año 2043</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Kolmogorov-Smirnov^a</th> <th colspan="3">Shapiro-Wilk</th> </tr> <tr> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> <th>Estadístico</th> <th>gl</th> <th>Sig.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin GD (%) año 2043</td> <td>0.246</td> <td>55</td> <td>0</td> <td>0.698</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Con GD (%) año 2043</td> <td>0.236</td> <td>55</td> <td>0</td> <td>0.720</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia (%) año 2043</td> <td>0.260</td> <td>55</td> <td>0</td> <td>0.662</td> <td>55</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ho: "La distribución de la variable diferencia no es una distribución normal"</p> <p>H1: "La distribución de la variable diferencia es una distribución normal"</p> <p>Las pruebas de Kolmogorov-Smirnova y Shapiro-Wilk, resultan un Pvalor=Sig.= 0.00, $\alpha = 0.05$ ==> Pvalor < α ==> No es una distribución normal.</p> <p>Aceptamos la Ho.</p> <p>Prueba de Hipótesis</p> <p>Los resultados no corresponden a una distribución normal, por tanto, para la prueba de hipótesis se utiliza las pruebas no paramétricas de Wilcoxon.</p> <p>Año 2027</p>		Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk			Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.	Sin GD (%) año 2027	0.241	55	0.000	0.710	55	0.000	Con GD (%) año 2027	0.226	55	0.000	0.748	55	0.000	Diferencia (%) año 2027	0.246	55	0.000	0.630	55	0.000		Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk			Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.	Sin GD (%) año 2033	0.243	55	0	0.706	55	0.000	Con GD (%) año 2033	0.225	55	0	0.747	55	0.000	Diferencia (kWh) año 2033	0.254	55	0	0.649	55	0.000		Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk			Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.	Sin GD (%) año 2043	0.246	55	0	0.698	55	0.000	Con GD (%) año 2043	0.236	55	0	0.720	55	0.000	Diferencia (%) año 2043	0.260	55	0	0.662	55	0.000
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk																																																																																																			
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.																																																																																																	
Sin GD (%) año 2027	0.241	55	0.000	0.710	55	0.000																																																																																																	
Con GD (%) año 2027	0.226	55	0.000	0.748	55	0.000																																																																																																	
Diferencia (%) año 2027	0.246	55	0.000	0.630	55	0.000																																																																																																	
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk																																																																																																			
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.																																																																																																	
Sin GD (%) año 2033	0.243	55	0	0.706	55	0.000																																																																																																	
Con GD (%) año 2033	0.225	55	0	0.747	55	0.000																																																																																																	
Diferencia (kWh) año 2033	0.254	55	0	0.649	55	0.000																																																																																																	
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk																																																																																																			
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.																																																																																																	
Sin GD (%) año 2043	0.246	55	0	0.698	55	0.000																																																																																																	
Con GD (%) año 2043	0.236	55	0	0.720	55	0.000																																																																																																	
Diferencia (%) año 2043	0.260	55	0	0.662	55	0.000																																																																																																	

Rangos

		N	Rango promedio	Suma de rangos
Con GD (%) año 2027 - Sin GD (%) año 2027	Rangos negativos	44 ^a	25.28	1112.50
	Rangos positivos	3 ^b	5.17	15.50
	Empates	8 ^c		
	Total	55		

a. Con GD (%) año 2027 < Sin GD (%) año 2027

b. Con GD (%) año 2027 > Sin GD (%) año 2027

c. Con GD (%) año 2027 = Sin GD (%) año 2027

Estadísticos de prueba^a

	Con GD (%) año 2027 - Sin GD (%) año 2027
Z	-5.805 ^b
Sig. asintótica (bilateral)	.000

a. Prueba de Wilcoxon de los rangos con signo

b. Se basa en rangos positivos.

Año 2033**Rangos**

		N	Rango promedio	Suma de rangos
Con GD (%) año 2033 - Sin GD (%) año 2033	Rangos negativos	44 ^a	25.41	1118.00
	Rangos positivos	3 ^b	3.33	10.00
	Empates	8 ^c		
	Total	55		

a. Con GD (%) año 2033 < Sin GD (%) año 2033

b. Con GD (%) año 2033 > Sin GD (%) año 2033

c. Con GD (%) año 2033 = Sin GD (%) año 2033

Estadísticos de prueba^a

	Con GD (%) año 2033 - Sin GD (%) año 2033
Z	-5.863 ^b
Sig. asintótica (bilateral)	.000

a. Prueba de Wilcoxon de los rangos con signo

b. Se basa en rangos positivos.

Año 2043

Rangos				
		N	Rango promedio	Suma de rangos
Con GD (%) año 2043 - Sin GD (%) año 2043	Rangos negativos	46 ^a	23.50	1081.00
	Rangos positivos	0 ^b	.00	.00
	Empates	9 ^c		
	Total	55		

a. Con GD (%) año 2043 < Sin GD (%) año 2043
b. Con GD (%) año 2043 > Sin GD (%) año 2043
c. Con GD (%) año 2043 = Sin GD (%) año 2043

Estadísticos de prueba^a

	Con GD (%) año 2043 - Sin GD (%) año 2043
Z	-5.906 ^b
Sig. asintótica (bilateral)	.000

a. Prueba de Wilcoxon de los rangos con signo
b. Se basa en rangos positivos.

4 **De acuerdo a la prueba de Wilcoxon, los Valores de P resultan = 0.010282, 2.861E-7, 2.3052E-85, para los años 2027, 20333 y 2043 respectivamente.**
Estos valores de P son menores a α
Lectura del p-valor
“Con una probabilidad de error del 0.01%, 0.00% y 0.00% para los años 2027,2032 y 2043, la incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución reduce las caídas de tensión”.

5 **Toma de decisiones:**
“La incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución **reduce** las caídas de tensión”.

CONCLUSIONES

Esta investigación alcanzó los siguientes objetivos: OG: Desarrollar un modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales que permita optimizar los costos, OE1: Realizar el análisis de conglomerados de las instalaciones de distribución eléctrica de baja tensión para agrupar los sistemas eléctricos rurales, OE2: Analizar la demanda eléctrica para determinar la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los sistemas eléctricos rurales, OE3: Desarrollar el diseño factorial experimental y métodos aproximados para determinar la ubicación y capacidad óptima de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución en los sistemas eléctricos rurales, OE4: Determinar en qué medida las pérdidas de energía se reducen con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión, OE5: Determinar en qué medida la caída de tensión mejora con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión y OE6: Evaluar la viabilidad de la planificación con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión mediante indicadores económicos.

El método estadístico multivariante y el uso del software estadístico SPSS, permitieron analizar y dar consistencia a la información técnico comercial de 7,153 subestaciones de distribución de los SER de la empresa Electrocentro S.A., luego de la consistencia, se obtuvieron 4,252 subestaciones distribución para los posteriores análisis. Asimismo, la variabilidad de datos es considerable con promedio de la longitud de redes de baja tensión 1,394.00 m, cantidad promedio de usuarios 34 y el consumo de energía promedio mensual de 847.62 kWh, por este motivo, se establecieron indicadores de longitud por usuario, consumo de energía por usuario y vano promedio.

Por tanto, en la segunda fase del modelo, se llevó a cabo un análisis de agrupamiento utilizando el software estadístico Minitab, a través de métodos de optimización k-means y clasificación usando dendogramas. Anteriormente, los indicadores se habían normalizado con el objetivo de minimizar la multicolinealidad y comparar el tamaño de los coeficientes en una escala equiparable. Principalmente, se obtuvieron dos grupos de subestaciones de distribución, los más representativos fueron las subestaciones que pertenecen al Alimentador A4270 de la SET Unión.

En la tercera fase, se emplearon tanto modelos tendenciales como econométricos, junto con el software Eviews, para examinar la demanda eléctrica y sus variables explicativas, resultando en una tasa de crecimiento anual del 4.99%. Además, mediante el estudio de los perfiles de carga de 9 subestaciones de distribución en sistemas eléctricos rurales, se pudieron identificar los bloques de demanda en niveles bajo, medio y alto, con factores de simultaneidad de 0.25, 0.43 y 0.83 respectivamente.

A continuación, en la cuarta etapa, se establecieron la ubicación y capacidad óptima de la generación distribuida fotovoltaica, en el primer caso se realizó experimentos mediante el diseño factorial experimental de $10 \times 10 \times 4 \times 3$ en el software Minitab, 4 factores y 1,200 respuestas de pérdidas de energía. las respuestas corresponden a la utilización de métodos aproximados y flujos de potencia mediante el software Power Factory DigSilent, en suma, se determinó que la generación distribuida debe estar ubicada en las redes de baja tensión a una distancia del 60% de la subestación de distribución, asimismo, la capacidad de la generación distribuida equivale a un 50% de la demanda en potencia del año 4, puesto que, la propuesta en esta investigación es no contar con elementos de almacenamiento.

Indudablemente, la fase 5 de la evaluación técnica de las opciones de solución con generación distribuida en el panorama de planificación utilizando el software DAP para el análisis y planificación de sistemas de distribución, garantizó el cumplimiento de los

Objetivos OE4 y OE5, que se refieren a las pérdidas de energía y a la disminución de la tensión, respectivamente. En primer lugar, se diseñaron diversos escenarios para los bloques de tiempo de alta, media y baja demanda para los periodos de análisis a corto (4 años), medio (10 años) y largo plazo (20 años). Posteriormente, se detectaron las condiciones de operación inapropiadas, con resultados de disminuciones de tensión que no cumplen con lo estipulado en la NTCSE, pérdidas de energía superiores a las reconocidas por Osinergmin y, en relación con la capacidad de carga, no se detectaron problemas en el marco de la planificación.

Como solución a los problemas de caídas y pérdidas de tensión, se propusieron dos opciones diferentes. La primera opción propone la implementación de sistemas fotovoltaicos en todos los circuitos de baja tensión, el tamaño de estos sistemas se calculó utilizando el software PVsyst. La segunda opción sugiere la renovación de las redes de baja tensión utilizando conductores de mayor tamaño. Para la primera opción, la energía mensual que se ahorraría sería de 59,517 kWh, 149,898 kWh y 285,278 kWh para los años 2027, 2033 y 2043 respectivamente. Para la segunda opción, los ahorros de energía mensual serían de 62,238 kWh, 91,263 kWh y 142,975 kWh para los mismos años. En cuanto a las caídas de tensión, también se observan mejoras con ambas alternativas. Para la primera opción, la reducción promedio sería de 0.29%, 0.55% y 0.81% para los años 2027, 2033 y 2044. Para la segunda opción, las reducciones serían de 0.28%, 0.34% y 0.42% para los años 2027, 2033 y 2043.

Para resumir, se estableció la factibilidad económica de ambas soluciones técnicas propuestas para el problema de planificación. Los costos de inversión, operación y mantenimiento se determinaron utilizando la información del software SICODI, además de los costos de establecimiento del valor agregado de distribución y los costos de determinación de la tarifa eléctrica para sistemas fotovoltaicos de Osinergmin. Por ende, el modelo de planificación sugerido que incluye la implementación de tecnología fotovoltaica en sistemas eléctricos rurales es factible. De hecho, los costos de inversión

ascienden a US\$ 74,811.57, con un VAN de 734,483.48 y una TIR de 82.23%. Esto indica que estos resultados posibilitan la integración de la tecnología fotovoltaica en futuros proyectos de electrificación rural en Perú.

Al final, la comparación de hipótesis utilizando el software SPSS y a través de la prueba estadística de Wilcoxon, corrobora que la integración de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución disminuye las pérdidas de energía. Esta afirmación tiene una probabilidad de error del 0.01%, 0.00% y 0.00% para los años 2027, 2032 y 2043, respectivamente. Del mismo modo, la incorporación de la GD fotovoltaica en las redes de BT de las subestaciones de distribución disminuye las caídas de tensión, con una probabilidad de error del 0.01%, 0.00% y 0.00% para los mismos años.

RECOMENDACIONES

1. Establecidas las conclusiones de la presenta investigación se recomienda aplicar el modelo de planificación multietapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de los sectores típicos 1, 2, 3 y 4. Siempre y cuando, se cumple la función objetivo de minimizar costos, indicadores económico favorables, mejorar el performance de las pérdidas de energía y caída de tensión.
2. En relación a la primera etapa del modelo del análisis de conglomerados mediante métodos de optimización clusteting, se recomienda utilizar este método para clasificar a otros sistemas eléctricos rurales. Puesto que, cada sistema tiene sus propias características técnicas y económicas lo cual podría variar el número de grupos clasificados.
3. Para realizar el análisis del mercado se recomienda determinar una tasa por cada empresa. Puesto que, los indicadores económicos varían de acuerdo a cada región, así como determinar las características de la carga por sector típico.
4. En relación a la ubicación y capacidad óptima de la GD fotovoltaica en las redes de BT, se recomienda utilizar otros métodos de optimización. Igualmente, utilizar otros factores y niveles en el diseño factorial experimental.
5. Respecto a las pérdidas de energía y caída de tensión con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las rede de baja tensión, se recomienda seguir con los criterios establecidos en esta investigación. Puesto que, los efectos serán similares, sin embargo, se debe establecer adecuadamente la energía solar disponible en Wh/m².
6. En relación a la evaluación económica del modelo de planificación multietapa, se recomienda seguir con los criterios establecidos en la investigación. Lo que significa, considerar las variaciones que habrá en el mercado por innovación tecnológica y variaciones por factores internos y externos de la economía de la región. Asimismo,

- se recomienda al MINEM incorporar la generación distribuida fotovoltaica en los nuevos proyectos de electrificación rural.
7. Para aprovechar al máximo las ventajas económicas y ecológicas de la producción distribuida de energía fotovoltaica, también se sugiere llevar a cabo acciones de eficiencia energética simultáneamente, como la mejora del uso de energía en las viviendas y el fomento de aparatos y equipos de bajo consumo energético.
 8. Es imprescindible instaurar un esquema normativo firme y transparente que respalde y simplifique la adopción de la producción distribuida de energía fotovoltaica, con el fin de asegurar la protección y la justicia en el uso de esta clase de energía.
 9. Para concluir, se aconseja llevar a cabo revisiones cíclicas para valorar el rendimiento y los frutos del modelo de planificación, y realizar las modificaciones requeridas para potenciar su eficacia y productividad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] H. M. Khodr, M. R. Silva, Z. Vale, and C. Ramos, "A probabilistic methodology for distributed generation location in isolated electrical service area," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 4, pp. 390–399, 2010, doi: 10.1016/j.epsr.2009.10.001.
- [2] T. Lhendup, "Rural electrification in Bhutan and a methodology for evaluation of distributed generation system as an alternative option for rural electrification," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 12, no. 3, pp. 13–24, 2008, doi: 10.1016/S0973-0826(08)60434-2.
- [3] R. A. Hincapié-Isaza, J. M. Home-Ortíz, and R. A. Gallego-Rendón, "Nuevo modelo para la expansión de sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida considerando un planeamiento multi-etapa coordinado," *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 18, no. 1, pp. 43–53, Jan. 2017, doi: 10.22201/fi.25940732e.2017.18n1.004.
- [4] L. F. Gaitán, J. D. Gómez, and E. Rivas-Trujillo, "Quasi-Dynamic Analysis of a Local Distribution System with Distributed Generation. Study Case: The IEEE 13 Node System," *TecnoLógicas*, vol. 22, no. 46, pp. 195–212, 2019, doi: 10.22430/22565337.1489.
- [5] T. F. Agajie, B. Khan, H. H. Alhelou, and O. P. Mahela, "Optimal expansion planning of distribution system using grid-based multi-objective harmony search algorithm," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 87, no. August, p. 106823, 2020, doi: 10.1016/j.compeleceng.2020.106823.
- [6] S. Karimi-Arpanahi, M. Jooshaki, M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Incorporating flexibility requirements into distribution system expansion planning studies based on regulatory policies," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. June 2019, p. 105769, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105769.
- [7] H. M. A. Ahmed, A. B. Eltantawy, and M. M. A. Salama, "A reliability-based stochastic planning framework for AC-DC hybrid smart distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 107, no. May 2018, pp. 10–18, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.11.003.
- [8] M. Moradijoz, M. P. Moghaddam, and M. R. Haghifam, "A flexible active distribution system expansion planning model: A risk-based approach," *Energy*, vol. 145, pp. 442–457, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.12.160.
- [9] A. S. Bin Humayd and K. Bhattacharya, "Distribution system planning to accommodate distributed energy resources and PEVs," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 145, pp. 1–11, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.12.016.
- [10] M. Emmanuel, R. Rayudu, and I. Welch, "Grid capacity released analysis and incremental addition computation for distribution system planning," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 152, pp. 105–121, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.06.013.
- [11] Y. Nomaguchi *et al.*, "Integrated planning of low-voltage power grids and subsidies toward a distributed generation system – Case study of the diffusion of photovoltaics in a Japanese dormitory town," *Energy*, vol. 140, pp. 779–793, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.08.114.
- [12] Y. He, Y. Pang, X. Li, and M. Zhang, "Dynamic subsidy model of photovoltaic distributed generation in China," *Renew. Energy*, vol. 118, pp. 555–564, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.11.042.
- [13] C. Yang, R. Yao, and K. Zhou, "Forecasting of electricity price subsidy based on installed cost of distributed photovoltaic in China," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 3393–3398, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.943.
- [14] M. M. Zhang, D. Q. Zhou, P. Zhou, and H. T. Chen, "Optimal design of subsidy to stimulate renewable energy investments: The case of China," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, no. November, pp. 873–883, 2017, doi:

- 10.1016/j.rser.2016.12.115.
- [15] J. A. Hernandez, "Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión," Universidad Nacional de Colombia, 2012.
- [16] S. L. Rubiños, "Planeamiento de la generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica en el Perú," Universidad nacional del Callao, 2015.
- [17] I. Segura, "Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica," Universidad Técnica de Valencia, 2005.
- [18] L. F. García, "Evaluación de factibilidad de implementar generación distribuida fotovoltaica que permita aumentar la cobertura y confiabilidad de energía en sectores rurales del operador de red," Universidad Nacional de Colombia, 2016.
- [19] D. Palacios, R. Rojas, and E. Ramírez, *Aspectos regulatorios a considerar en la implementación de la micro generación distribuida residencial fotovoltaica en el mercado eléctrico peruano*. 2019.
- [20] Osinergmin, "Estadística de la Calidad de Tensión Segundo Semestre de 2016," 2017.
- [21] Osinergmin, "Estadística de la Calidad de Suministro Rural Segundo Semestre de 2016," 2016.
- [22] Osinergmin, "Anuario Estadístico Osinergmin 2022." [Online]. Available: https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/Anuario/Anuario_2022_v2.1_c.pdf.
- [23] J. C. Rojas-Zerpa and J. M. Yusta, "Methodologies, technologies and applications for electric supply planning in rural remote areas," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 20, no. 1, pp. 66–76, 2014, doi: 10.1016/j.esd.2014.03.003.
- [24] C. Quispe, "Planificación de los sistemas de distribución eléctrica," 2021. <https://carlosquispeanccasi.wordpress.com/wp-content/uploads/2021/01/planificacion-de-los-sistemas-de-distribucion-electricav2.pdf>.
- [25] Estado, *DL - 1221. Decreto legislativo que mejora la regulación de la distribución de Electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú*. 2015.
- [26] MINEM, "Resolución Ministerial N°292-2018-MEM//DM - Autorizan publicación de proyecto de Decreto Supremo que aprueba el reglamento de la generación distribuida.," 2018.
- [27] Osinergmin, *Valor Agregado de Distribución Resolución N° 158-2018-OS/CD*. 2018.
- [28] Osinergmin, "Informe de Resultados: Consumo y Usos de Electricidad 2019-2020. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú.," *Osinergmin*, 2021, [Online]. Available: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/2507564-encuesta-residencial-de-consumo-y-usos-de-energia-ercue-2019-2020>.
- [29] INEI, "Acceso a los servicios básicos en el Perú 2021," vol. 01, pp. 1–23, 2021.
- [30] CIER, "21ª Ronda de la investigación CIER de satisfacción del cliente residencial de energía eléctrica." Belo Horizonte, 2023.
- [31] World Economic Forum, "Fostering Effective Energy Transition," 2023. [Online]. Available: https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf.
- [32] Gestión, "El mundo avanza en transición energética pero el COVID-19 puede ponerle freno," Lima-Peru, May 13, 2020.
- [33] Osinergmin, *Informe-Tecnico-073-2022-GRT*. Perú, 2022.
- [34] S. Ramirez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Ed. Colombia, 1993.
- [35] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, vol. 52, no. 1. 2017.
- [36] Osinergmin, *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*.

- 2011.
- [37] J. Ninantay Torres, "Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 QUENCORO – CUSCO – ELECTRO SUR ESTE S.A.A.," 2019.
- [38] Viakon, *Manual Eléctrico*, Segunda ed. Monterrey, 2011.
- [39] Osinergmin, "Metodología y propuesta de determinación de los Sectores de Distribución Típicos," 2021.
- [40] H. L. Willis, *Power distribution planning reference book*. 2004.
- [41] D. F. Ross, *Distribution planning and control*. 2003.
- [42] M. E. Mendez, "Planificación del sistema de distribución de energía eléctrica : técnicas de optimización," 2007.
- [43] D. Singh, D. Singh, and K. S. Verma, "Multiobjective optimization for DG planning with load models," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 427–436, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2009483.
- [44] P. S. Georgilakis, S. Member, and N. D. Hatzigrygiou, "in Power distribution networks : models , methods , and future research," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, 2013.
- [45] N. Altawell, J. Milne, P. Seuou, and L. Sykes, *Rural electrification optimizing economics , planning and policy in an era of climate change and*. 2020.
- [46] N. Jenkins, J. B. Ekanayake, and G. Strbac, *Distributed generation*. 2010.
- [47] MINEM, *Ley 28832, ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*. 2006, p. 21.
- [48] A. A. E. Desouky, A. E., M. M. Elkateb, and F. Li, "Advanced hybrid genetic algorithm for short - term generation scheduling," *Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 148, no. 6, pp. 511–517, 2001.
- [49] B. S. Everitt, S. Landau, M. Leese, and D. Stahl, *Cluster Analysis*, 5th ed. United Kingdom: Wiley Ltd, 2011.
- [50] R. E. Bonner, "On Some Clustering Techniques," *IBM J. Res. Dev.*, vol. 8, no. 1, pp. 22–32, 2010, doi: 10.1147/rd.81.0022.
- [51] MINEM, *Norma Técnica de calidad de los servicios eléctricos. Decreto Supremo N° 020-97-EM*. Perú, 2010.
- [52] IEEE, *IEEE Guide for electric power distribution reliability indices*, vol. 1997, no. May. 2012.
- [53] M. M. Álvarez Suárez, A. Caballero, P. E. Assistant, and G. P. Lechuga, "Análisis Multivariante: Clasificación, Organización Y Validación De Resultados," *Break. Front. Barriers Eng. Educ. Res. Pract.*, no. June, pp. 21–23, 2006, [Online]. Available: http://www.laccei.org/LACCEI2006-PuertoRico/Papers-pdf/EDU072_Alvarez.pdf.
- [54] F. J. Fuentes Hurtado, "APRENDIZAJE NO SUPERVISADO," Universidad Internacional de Valencia, Valencia, 2019.
- [55] R. Álvarez Cáceres, *Estadística multivariante y no paramétrica con SPSS*, 1ra ed. Madrid, 1995.
- [56] J. A. Labrin Romero, "Plan estratégico para satisfacer la máxima demanda de energía eléctrica en la región Loreto en los próximos 10 años," Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2017.
- [57] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. 2002.
- [58] C. Espinoza, *Metodología de investigación tecnológica*. Huancayo, 2014.
- [59] C. Quispe and K. Camayo, *Metodología de investigación tecnológica para ingenierías*, 1st ed. Perú: Biblioteca Nacional del Perú, 2020.
- [60] R. C. Vilcahuamán Sanabria, "Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria," 1993.
- [61] E. Paucar Castillo, "Método práctico para el análisis de pérdidas de energía en los sistemas eléctricos de distribución del Perú," Universidad Nacional de Ingeniería, 2014.

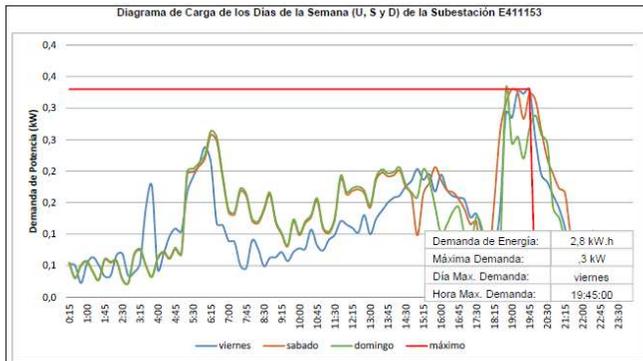
- [62] MINEM, *Norma criterios y metodología de planificación para la elaboración del plan de inversión en distribución eléctrica (PIDE)*. 2018.
- [63] L. Duberney Montoya, "Planeación de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda," Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [64] Egesur, "Propuesta de Plan de Inversiones de Transmisión 2021 — 2025," 2019.
- [65] J. Parra, "Análisis de conglomerados del comportamiento de la demanda eléctrica en clientes residenciales utilizando datos de medidores inteligentes," 2016.
- [66] A. Zuñiga and P. Robles, "Análisis de técnicas de clusterización en sistemas eléctricos de distribución," *Univ. Politécnica Sales.*, 2023, [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24898/1/UPS-CT010543.pdf>.
- [67] V. M. Rueda, J. D. Velásquez, and C. J. Franco, "Avances recientes en la predicción de la demanda de electricidad usando modelos no lineales," *DYNA*, pp. 36–43, 2011, [Online]. Available: <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-83155175827&partnerID=MN8TOARS>.

ANEXO A

REGISTRO DE MEDICIÓN DE POTENCIA ACTIVA DE SUBESTACIONES DEL SECTOR TÍPICO SER

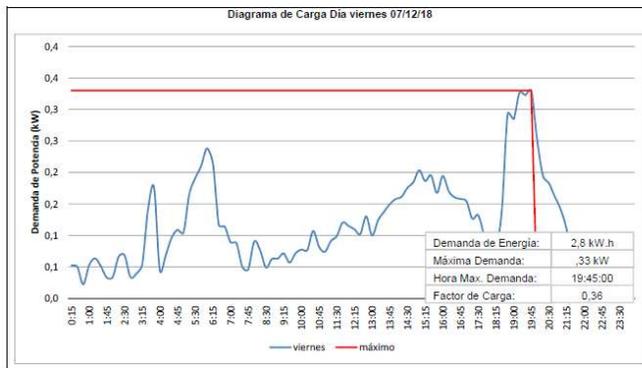
E411153

BT5B

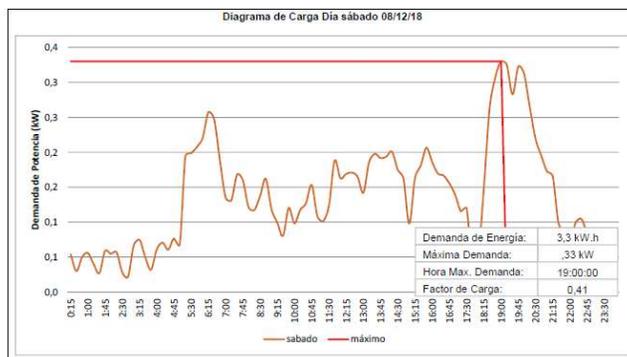


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

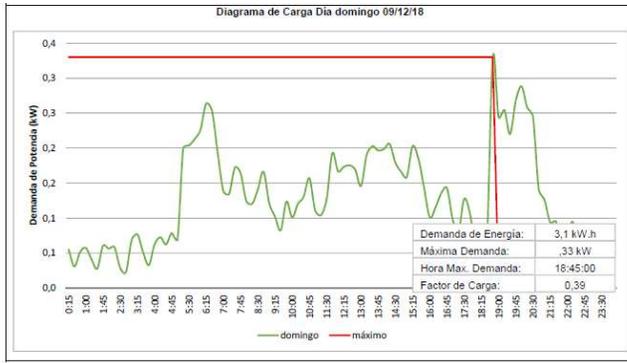
Variable	viernes	sábado	domingo
Energía Activa	2,8 kW.h	3,3 kW.h	3,1 kW.h
En H.P.	,8 kW.h	,8 kW.h	,8 kW.h
En H.F.P.	2,0 kW.h	2,3 kW.h	2,3 kW.h
Hora de Máxima Demanda	19:45:00	19:00:00	18:45:00
En H.P.	19:45:00	19:00:00	18:45:00
En H.F.P.	6:00:00	6:15:00	6:15:00
Máxima Demanda	,33 kW	,33 kW	,33 kW
En H.P.	,33 kW	,33 kW	,33 kW
En H.F.P.	2 kW	3 kW	3 kW
Demanda Media	1 kW	1 kW	1 kW
En H.P.	2 kW	2 kW	2 kW
En H.F.P.	1 kW	1 kW	1 kW
Factor de Carga	0,36	0,41	0,39
En H.P.	0,49	0,59	0,46
En H.F.P.	0,44	0,47	0,46
Factor de Pérdidas	0,17	0,22	0,20
En H.P.	0,34	0,44	0,30
En H.F.P.	0,25	0,28	0,27



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	,8 kW.h	2,0 kW.h	2,8 kW.h
Hora de Máxima Demanda	19:45:00	6:00:00	19:45:00
Máxima Demanda	,33 kW	,24 kW	,33 kW
Demanda Media	,16 kW	,11 kW	,12 kW
Factor de Carga	0,49	0,44	0,36
Factor de Pérdidas	0,34	0,25	0,17



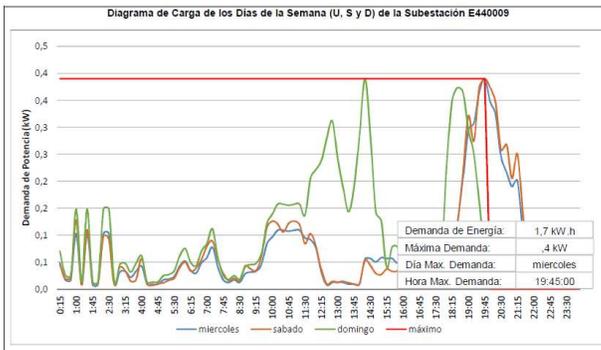
Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	1,0 kW.h	2,3 kW.h	3,3 kW.h
Hora de Máxima Demanda	19:00:00	6:15:00	19:00:00
Máxima Demanda	,33 kW	,26 kW	,33 kW
Demanda Media	,19 kW	,12 kW	,14 kW
Factor de Carga	0,59	0,47	0,41
Factor de Pérdidas	0,44	0,28	0,22



Variable	H.P.	H.F.P	Día
Energía Activa	,8 kW.h	2,3 kW.h	3,1 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	18:45:00	6:15:00	18:45:00
Máxima Demanda	,33 kW	,26 kW	,33 kW
Demanda Media	,15 kW	,12 kW	,13 kW
Factor de Carga	0,46	0,46	0,39
Factor de Pérdidas	0,30	0,27	0,20

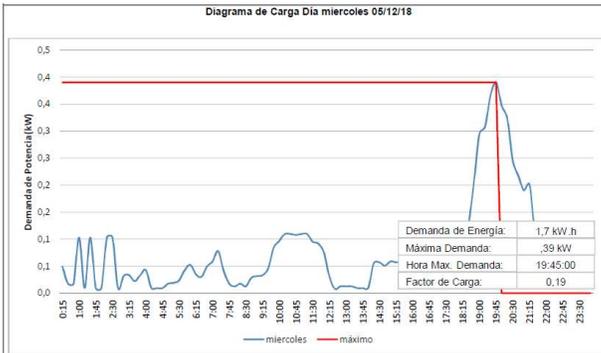
E440009

BT5B

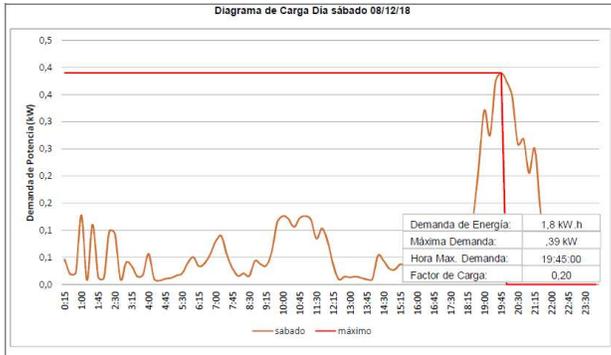


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

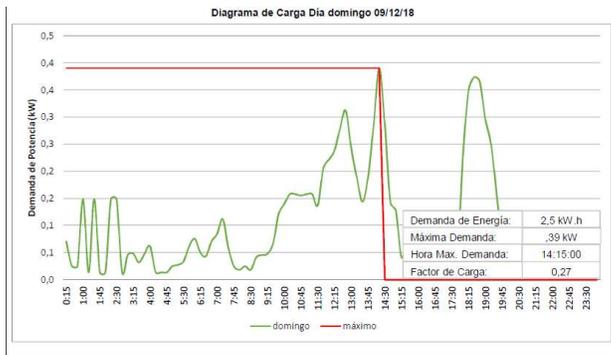
Variable	miércoles	sábado	domingo
Energía Activa	1,7 kW.h	1,8 kW.h	2,3 kW.h
En H.P.	,9 kW.h	,6 kW.h	,6 kW.h
En H.F.P.	,9 kW.h	,9 kW.h	1,9 kW.h
Hora de Máxima Demanda	19:45:00	19:45:00	14:15:00
En H.P.	19:45:00	19:45:00	18:30:00
En H.F.P.	18:15:00	1:00:00	14:15:00
Máxima Demanda	,4 kW	,4 kW	,4 kW
En H.P.	,4 kW	,4 kW	,4 kW
En H.F.P.	,1 kW	,1 kW	,4 kW
Demanda Media	,1 kW	,1 kW	,1 kW
En H.P.	,2 kW	2 kW	,1 kW
En H.F.P.	,0 kW	0 kW	,1 kW
Factor de Carga	0,19	0,20	0,27
En H.P.	0,45	0,48	0,32
En H.F.P.	0,41	0,37	0,26
Factor de Pérdidas	0,08	0,09	0,13
En H.P.	0,31	0,35	0,22
En H.F.P.	0,26	0,22	0,11



Variable	H.P.	H.F.P	Día
Energía Activa	,9 kW.h	,9 kW.h	1,7 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	19:45:00	10:15:00	19:45:00
Máxima Demanda	,39 kW	,11 kW	,39 kW
Demanda Media	,18 kW	,05 kW	,07 kW
Factor de Carga	0,45	0,41	0,19
Factor de Pérdidas	0,31	0,26	0,08

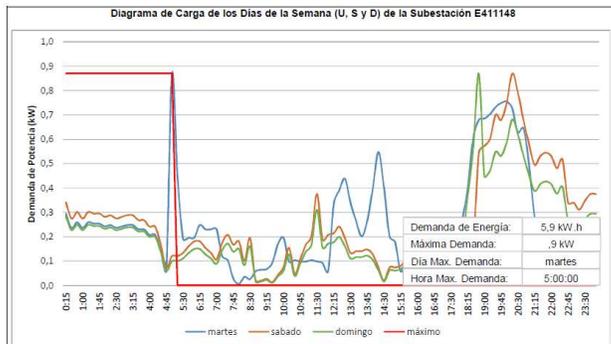


Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	,9 kW h	,9 kW h	1,8 kW h
Hora de Máxima Demanda:	19:45:00	1:00:00	19:45:00
Máxima Demanda	,39 kW	,13 kW	,39 kW
Demanda Media	,19 kW	,05 kW	,08 kW
Factor de Carga	0,48	0,37	0,20
Factor de Pérdidas	0,35	0,22	0,09



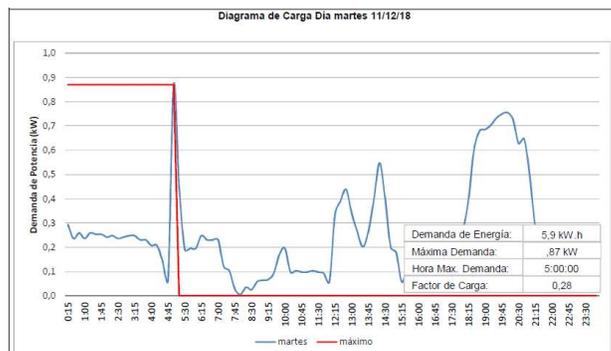
Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	,6 kW h	1,9 kW h	2,5 kW h
Hora de Máxima Demanda:	18:30:00	14:15:00	14:15:00
Máxima Demanda	,37 kW	,39 kW	,39 kW
Demanda Media	,12 kW	,10 kW	,10 kW
Factor de Carga	0,32	0,26	0,27
Factor de Pérdidas	0,22	0,11	0,13

E411148

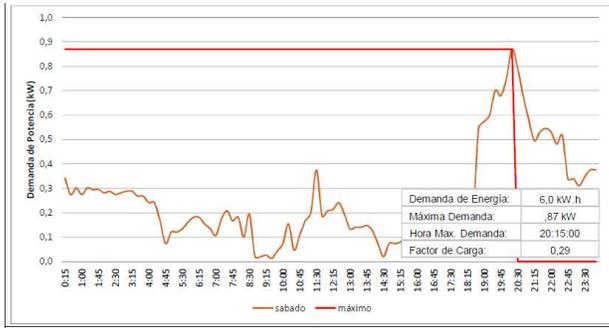


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

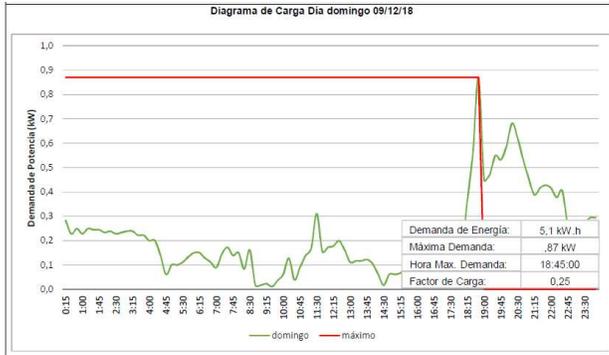
Variable	martes	sábado	domingo
Energía Activa	5,9 kW h	6,0 kW h	3,1 kW h
En H.P.	2,3 kW h	2,4 kW h	2,4 kW h
En H.F.P.	3,6 kW h	3,3 kW h	2,7 kW h
Hora de Máxima Demanda	5:00:00	20:15:00	18:45:00
En H.P.	20:00:00	20:15:00	18:45:00
En H.F.P.	5:00:00	11:30:00	11:30:00
Máxima Demanda	,9 kW	,9 kW	,9 kW
En H.P.	,8 kW	,9 kW	,9 kW
En H.F.P.	,9 kW	,4 kW	,3 kW
Demanda Media	,2 kW	,2 kW	,2 kW
En H.P.	,5 kW	,5 kW	,5 kW
En H.F.P.	,2 kW	,2 kW	,1 kW
Factor de Carga	0,28	0,29	0,25
En H.P.	0,61	0,62	0,55
En H.F.P.	0,22	0,46	0,46
Factor de Pérdidas	0,13	0,13	0,10
En H.P.	0,48	0,43	0,33
En H.F.P.	0,07	0,28	0,28



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	2,3 kW h	3,6 kW h	5,9 kW h
Hora de Máxima Demanda:	20:00:00	5:00:00	5:00:00
Máxima Demanda	,75 kW	,87 kW	,87 kW
Demanda Media	,46 kW	,19 kW	,25 kW
Factor de Carga	0,61	0,22	0,28
Factor de Pérdidas	0,48	0,07	0,13

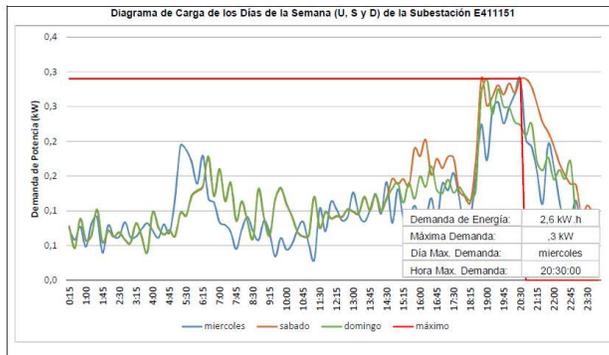


Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	2,7 kW.h	3,3 kW.h	6,0 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	20:15:00	11:30:00	20:15:00
Máxima Demanda	,87 kW	,38 kW	,87 kW
Demanda Media	,54 kW	,17 kW	,25 kW
Factor de Carga	0,62	0,46	0,29
Factor de Pérdidas	0,43	0,28	0,13



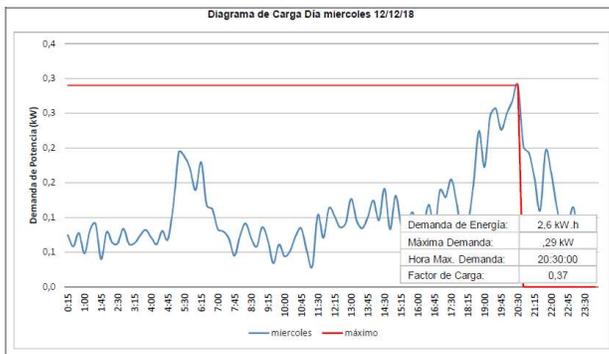
Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	2,4 kW.h	2,7 kW.h	5,1 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	18:45:00	11:30:00	18:45:00
Máxima Demanda	,87 kW	,31 kW	,87 kW
Demanda Media	,48 kW	,14 kW	,21 kW
Factor de Carga	0,55	0,46	0,25
Factor de Pérdidas	0,33	0,28	0,10

E411151

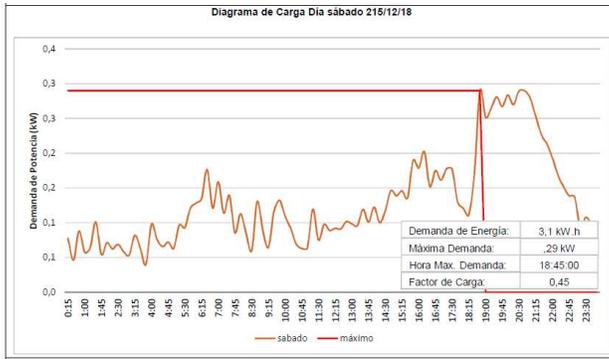


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

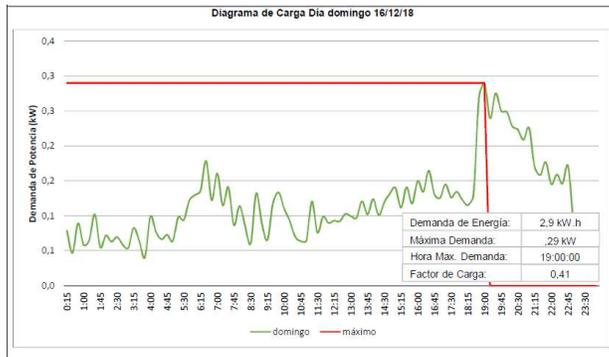
Variable	miércoles	sábado	domingo
Energía Activa	2,6 kW.h	3,1 kW.h	2,9 kW.h
En H.P.	,9 kW.h	1,0 kW.h	1,0 kW.h
En H.F.P.	1,7 kW.h	2,0 kW.h	1,9 kW.h
Hora de Máxima Demanda	20:30:00	18:45:00	19:00:00
En H.P.	20:30:00	18:45:00	19:00:00
En H.F.P.	5:15:00	16:15:00	6:30:00
Máxima Demanda	,3 kW	,3 kW	,3 kW
En H.P.	,3 kW	,3 kW	,3 kW
En H.F.P.	,2 kW	,2 kW	,2 kW
Demanda Media	,1 kW	,1 kW	,1 kW
En H.P.	,2 kW	,2 kW	,2 kW
En H.F.P.	1 kW	1 kW	1 kW
Factor de Carga	0,37	0,45	0,41
En H.P.	0,62	0,78	0,68
En H.F.P.	0,46	0,52	0,56
Factor de Pérdidas	0,18	0,25	0,21
En H.P.	0,43	0,65	0,49
En H.F.P.	0,24	0,30	0,34



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	,9 kW.h	1,7 kW.h	2,6 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	20:30:00	5:15:00	20:30:00
Máxima Demanda	,29 kW	,15 kW	,29 kW
Demanda Media	,18 kW	,09 kW	,11 kW
Factor de Carga	0,62	0,46	0,37
Factor de Pérdidas	0,43	0,24	0,18

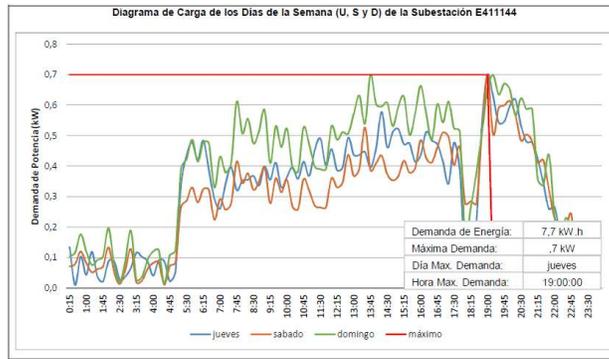


Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	1,1 kW h	2,9 kW h	3,1 kW h
Hora de Máxima Demanda:	18:45:00	18:15:00	18:45:00
Máxima Demanda	,29 kW	,20 kW	,29 kW
Demanda Media	,23 kW	,10 kW	,13 kW
Factor de Carga	0,78	0,52	0,45
Factor de Pérdidas	0,65	0,30	0,25



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	1,0 kW h	1,9 kW h	2,9 kW h
Hora de Máxima Demanda:	19:00:00	6:30:00	19:00:00
Máxima Demanda	,29 kW	,18 kW	,29 kW
Demanda Media	,20 kW	,10 kW	,12 kW
Factor de Carga	0,68	0,56	0,41
Factor de Pérdidas	0,49	0,34	0,21

E411144

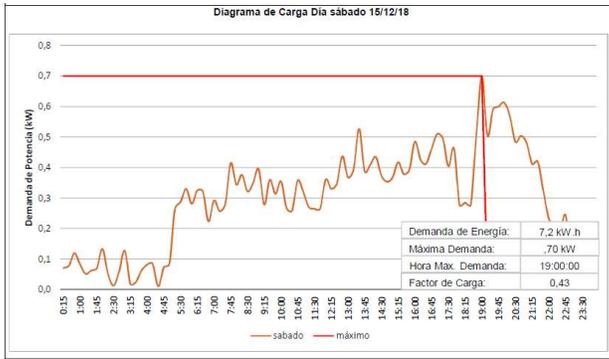


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

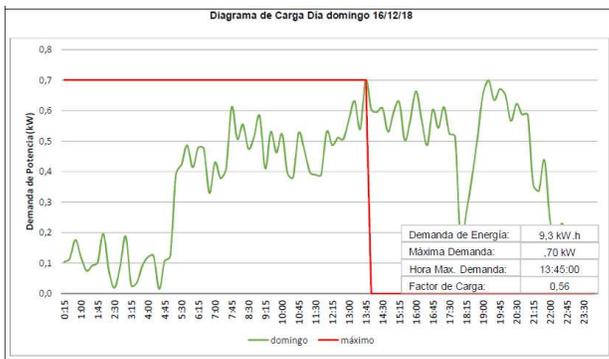
Variable	jueves	sábado	domingo
Energía Activa	7,7 kW h	7,2 kW h	3,9 kW h
En H.P.	2,0 kW h	2,2 kW h	2,2 kW h
En H.F.P.	5,8 kW h	5,1 kW h	7,1 kW h
Hora de Máxima Demanda	19:00:00	19:00:00	13:45:00
En H.P.	19:00:00	19:00:00	19:15:00
En H.F.P.	14:15:00	13:30:00	13:45:00
Máxima Demanda	,7 kW	,7 kW	,7 kW
En H.P.	,7 kW	,7 kW	,7 kW
En H.F.P.	,6 kW	,5 kW	,7 kW
Demanda Media	,3 kW	,3 kW	,4 kW
En H.P.	,4 kW	,4 kW	,4 kW
En H.F.P.	,3 kW	,3 kW	,4 kW
Factor de Carga	0,46	0,43	0,56
En H.P.	0,57	0,59	0,63
En H.F.P.	0,52	0,51	0,54
Factor de Pérdidas	0,28	0,23	0,40
En H.P.	0,39	0,40	0,46
En H.F.P.	0,36	0,34	0,37



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	2,0 kW h	5,8 kW h	7,7 kW h
Hora de Máxima Demanda:	19:00:00	14:15:00	19:00:00
Máxima Demanda	,70 kW	,58 kW	,70 kW
Demanda Media	,40 kW	,30 kW	,32 kW
Factor de Carga	0,57	0,52	0,46
Factor de Pérdidas	0,39	0,36	0,28

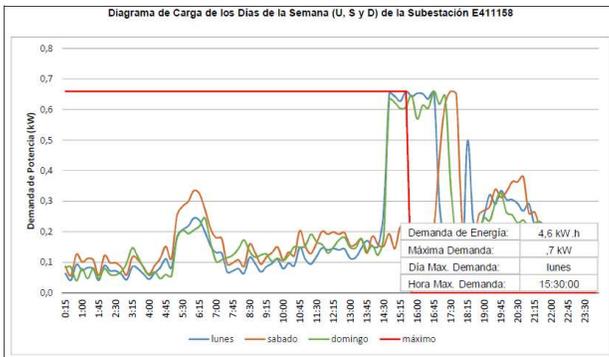


Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	2,1 kW.h	5,1 kW.h	7,2 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	19:00:00	13:30:00	19:00:00
Máxima Demanda	,70 kW	,53 kW	,70 kW
Demanda Media	,41 kW	,27 kW	,30 kW
Factor de Carga	0,59	0,51	0,43
Factor de Pérdidas	0,40	0,34	0,23



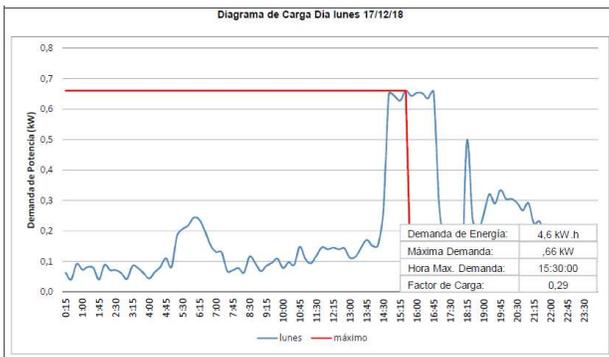
Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	2,2 kW.h	7,1 kW.h	9,3 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	19:15:00	13:45:00	13:45:00
Máxima Demanda	,70 kW	,70 kW	,70 kW
Demanda Media	,44 kW	,38 kW	,39 kW
Factor de Carga	0,63	0,54	0,56
Factor de Pérdidas	0,48	0,37	0,40

E411158

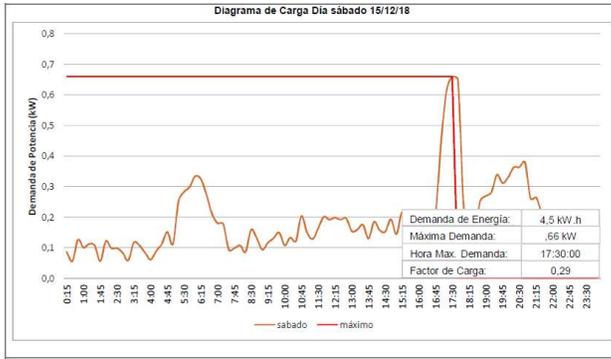


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

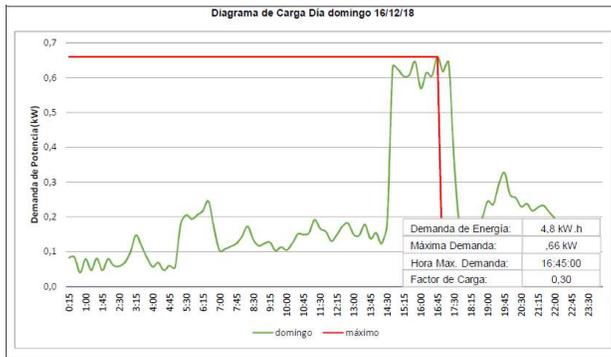
Variable	lunes	sábado	domingo
Energía Activa	4,6 kW.h	4,5 kW.h	4,8 kW.h
En H.P.	1,2 kW.h	1,0 kW.h	1,0 kW.h
En H.F.P.	3,3 kW.h	3,3 kW.h	3,7 kW.h
Hora de Máxima Demanda	15:30:00	17:30:00	16:45:00
En H.P.	18:15:00	20:45:00	19:45:00
En H.F.P.	15:30:00	17:30:00	16:45:00
Máxima Demanda	,7 kW	,7 kW	,7 kW
En H.P.	,5 kW	,4 kW	,3 kW
En H.F.P.	,7 kW	,7 kW	,7 kW
Demanda Media	,2 kW	,2 kW	,2 kW
En H.P.	,2 kW	,2 kW	,2 kW
En H.F.P.	,2 kW	,2 kW	,2 kW
Factor de Carga	0,29	0,29	0,30
En H.P.	0,50	0,64	0,63
En H.F.P.	0,26	0,27	0,30
Factor de Pérdidas	0,15	0,11	0,15
En H.P.	0,28	0,46	0,43
En H.F.P.	0,15	0,10	0,17



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	1,2 kW.h	3,3 kW.h	4,6 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	18:15:00	15:30:00	15:30:00
Máxima Demanda	,50 kW	,66 kW	,66 kW
Demanda Media	,25 kW	,17 kW	,19 kW
Factor de Carga	0,50	0,26	0,29
Factor de Pérdidas	0,28	0,15	0,15

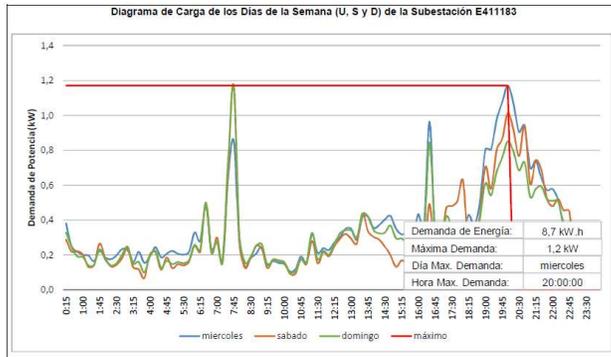


Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	1.2 kW.h	3.3 kW.h	4.5 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	20:45:00	17:30:00	17:30:00
Máxima Demanda	.38 kW	.66 kW	.66 kW
Demanda Media	.24 kW	.17 kW	.19 kW
Factor de Carga	0.64	0.27	0.29
Factor de Pérdidas	0.46	0.10	0.11



Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	1.0 kW.h	3.7 kW.h	4.8 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	19:45:00	16:45:00	16:45:00
Máxima Demanda	.33 kW	.66 kW	.66 kW
Demanda Media	.20 kW	.20 kW	.20 kW
Factor de Carga	0.63	0.30	0.30
Factor de Pérdidas	0.43	0.17	0.15

E411183

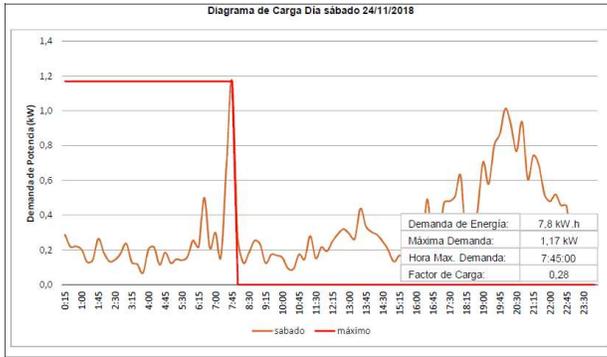


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

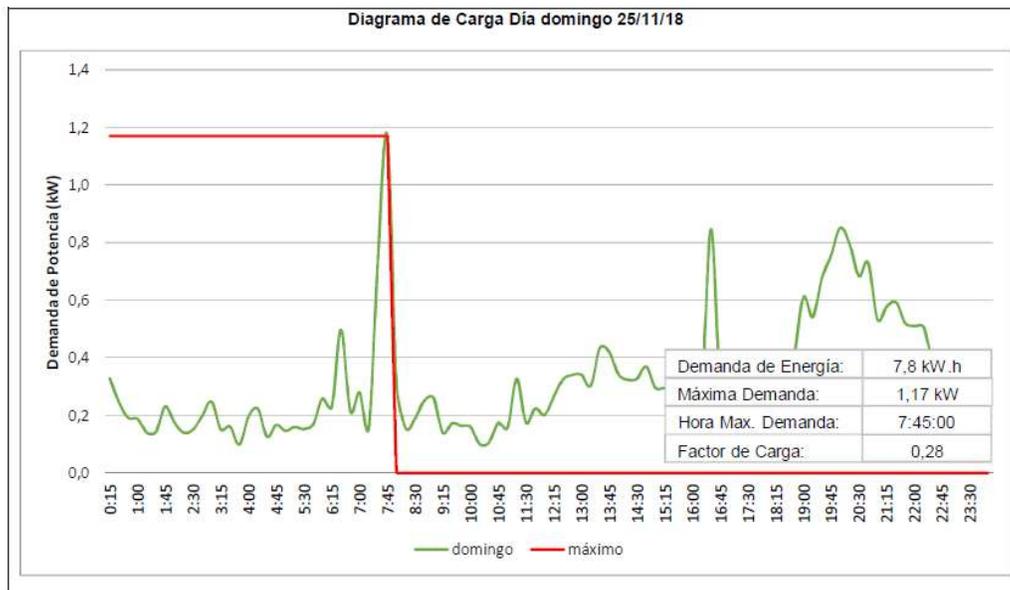
Variable	miércoles	sábado	domingo
Energía Activa	8.7 kW.h	7.8 kW.h	7.8 kW.h
En H.P.	3.4 kW.h	2.7 kW.h	2.7 kW.h
En H.F.P.	5.3 kW.h	4.7 kW.h	5.1 kW.h
Hora de Máxima Demanda	20:00:00	7:45:00	7:45:00
En H.P.	20:00:00	20:00:00	20:00:00
En H.F.P.	16:30:00	7:45:00	7:45:00
Máxima Demanda	1.2 kW	1.2 kW	1.2 kW
En H.P.	1.2 kW	1.0 kW	.9 kW
En H.F.P.	1.0 kW	1.2 kW	1.2 kW
Demanda Media	.4 kW	.3 kW	.3 kW
En H.P.	.7 kW	.6 kW	.5 kW
En H.F.P.	.3 kW	.2 kW	.3 kW
Factor de Carga	0.31	0.28	0.28
En H.P.	0.58	0.60	0.63
En H.F.P.	0.29	0.21	0.23
Factor de Pérdidas	0.14	0.12	0.11
En H.P.	0.40	0.41	0.44
En H.F.P.	0.10	0.06	0.07



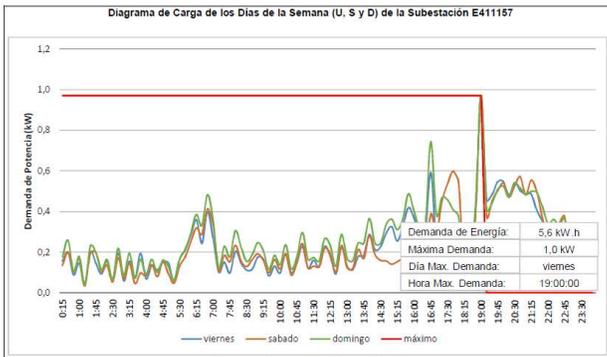
Variable	H.P.	H.F.P.	Día
Energía Activa	3.4 kW.h	5.3 kW.h	8.7 kW.h
Hora de Máxima Demanda:	20:00:00	16:30:00	20:00:00
Máxima Demanda	1.17 kW	.96 kW	1.17 kW
Demanda Media	.68 kW	.28 kW	.36 kW
Factor de Carga	0.58	0.29	0.31
Factor de Pérdidas	0.40	0.10	0.14



Variable	H.P.	H.F.P	Día
Energía Activa	3,0 kW .h	4,7 kW .h	7,8 kW .h
Hora de Máxima Demanda	20:00:00	7:45:00	7:45:00
Máxima Demanda	1,01 kW	1,17 kW	1,17 kW
Demanda Media	,61 kW	,25 kW	,32 kW
Factor de Carga	0,60	0,21	0,28
Factor de Pérdidas	0,41	0,06	0,12

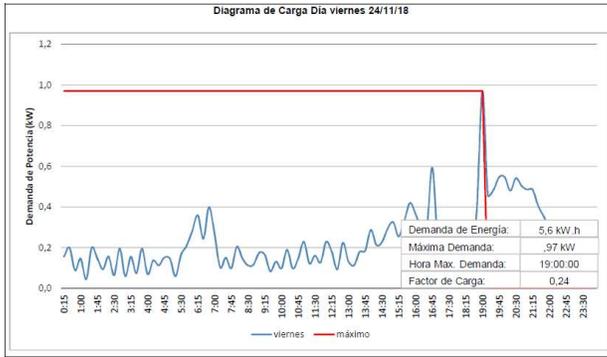


E411157

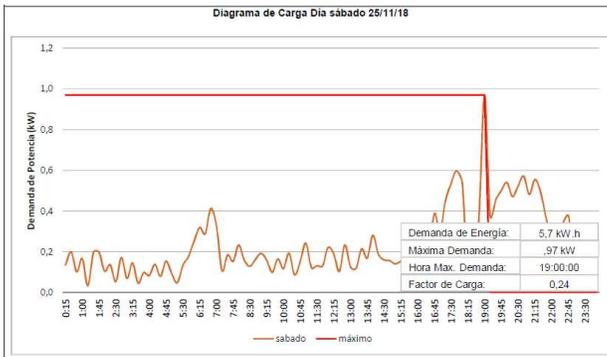


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

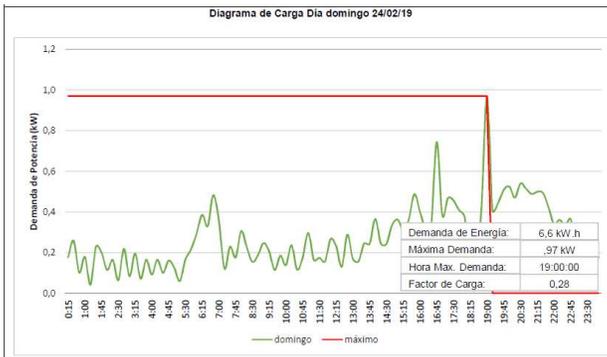
Variable	viernes	sábado	domingo
Energía Activa	5,6 kW .h	5,7 kW .h	6,6 kW .h
En H.P.	2,1 kW .h	2,1 kW .h	2,1 kW .h
En H.F.P.	3,6 kW .h	3,6 kW .h	4,5 kW .h
Hora de Máxima Demanda	19:00:00	19:00:00	19:00:00
En H.P.	19:00:00	19:00:00	19:00:00
En H.F.P.	16:45:00	17:45:00	16:45:00
Máxima Demanda	1,0 kW	1,0 kW	1,0 kW
En H.P.	1,0 kW	1,0 kW	1,0 kW
En H.F.P.	,6 kW	,6 kW	,7 kW
Demanda Media	,2 kW	,2 kW	,3 kW
En H.P.	,4 kW	,4 kW	,4 kW
En H.F.P.	,2 kW	,2 kW	,2 kW
Factor de Carga	0,24	0,24	0,28
En H.P.	0,42	0,43	0,44
En H.F.P.	0,32	0,31	0,32
Factor de Pérdidas	0,08	0,09	0,11
En H.P.	0,21	0,22	0,23
En H.F.P.	0,13	0,13	0,13



Variable	H.P.	H.F.P	Día
Energía Activa	2,1 kW h	3,6 kW h	5,6 kW h
Hora de Máxima Demanda:	19:00:00	16:45:00	19:00:00
Máxima Demanda	,97 kW	,59 kW	,97 kW
Demanda Media	,41 kW	,19 kW	,23 kW
Factor de Carga	0,42	0,32	0,24
Factor de Pérdidas	0,21	0,13	0,08

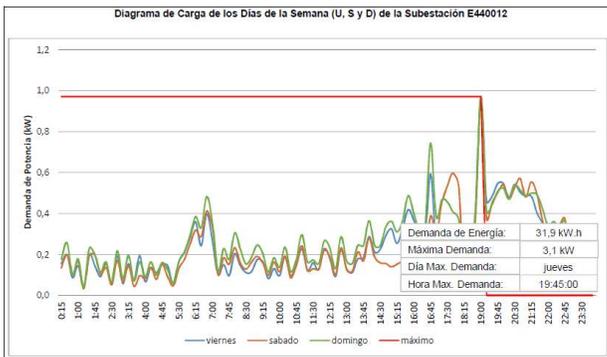


Variable	H.P.	H.F.P	Día
Energía Activa	2,1 kW h	3,6 kW h	5,7 kW h
Hora de Máxima Demanda:	19:00:00	17:45:00	19:00:00
Máxima Demanda	,97 kW	,60 kW	,97 kW
Demanda Media	,42 kW	,19 kW	,24 kW
Factor de Carga	0,43	0,31	0,24
Factor de Pérdidas	0,22	0,13	0,09



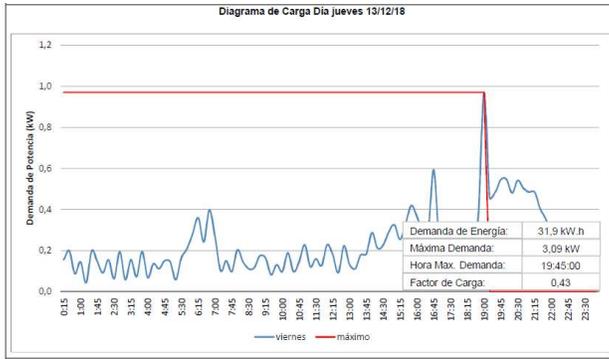
Variable	H.P.	H.F.P	Día
Energía Activa	2,1 kW h	4,5 kW h	6,6 kW h
Hora de Máxima Demanda:	19:00:00	16:45:00	19:00:00
Máxima Demanda	,97 kW	,74 kW	,97 kW
Demanda Media	,43 kW	,24 kW	,28 kW
Factor de Carga	0,44	0,32	0,28
Factor de Pérdidas	0,23	0,13	0,11

E440012

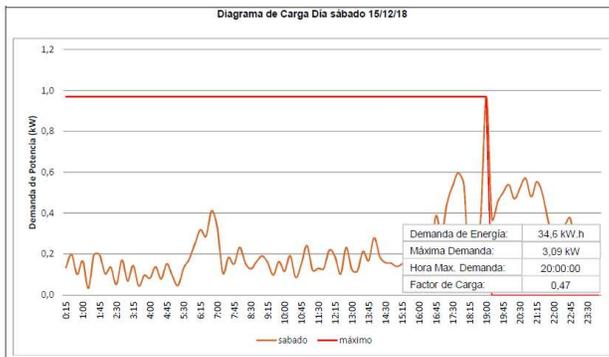


Parámetros Eléctricos Generales Registrados y Calculados

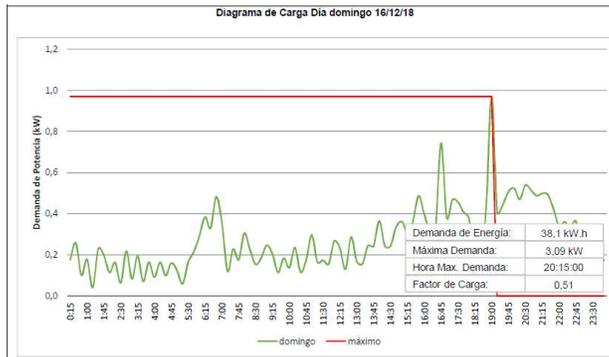
Variable	jueves	sábado	domingo
Energía Activa	31,9 kW h	34,6 kW h	38,1 kW h
En H.P.	10,4 kW h	11,7 kW h	11,7 kW h
En H.F.P	21,6 kW h	23,3 kW h	26,3 kW h
Hora de Máxima Demanda	19:45:00	20:00:00	20:15:00
En H.P.	19:45:00	20:00:00	20:15:00
En H.F.P.	6:15:00	6:30:00	6:15:00
Máxima Demanda	3,1 kW	3,1 kW	3,1 kW
En H.P.	3,1 kW	3,1 kW	3,1 kW
En H.F.P.	2,3 kW	2,9 kW	2,7 kW
Demanda Media	1,3 kW	1,4 kW	1,6 kW
En H.P.	2,1 kW	2,3 kW	2,3 kW
En H.F.P.	1,1 kW	1,2 kW	1,4 kW
Factor de Carga	0,43	0,47	0,51
En H.P.	0,67	0,74	0,76
En H.F.P.	0,50	0,42	0,51
Factor de Pérdidas	0,22	0,26	0,30
En H.P.	0,49	0,59	0,61
En H.F.P.	0,27	0,20	0,28



Variable	H.P.	H.F.P	Dia
Energía Activa	10.4 kW.h	21.6 kW.h	31.9 kW.h
Hora de Máxima Demanda	19:45:00	6:15:00	19:45:00
Máxima Demanda	3.09 kW	2.26 kW	3.09 kW
Demanda Media	2.07 kW	1.13 kW	1.33 kW
Factor de Carga	0.67	0.50	0.43
Factor de Pérdidas	0.49	0.27	0.22



Variable	H.P.	H.F.P	Dia
Energía Activa	11.4 kW.h	23.3 kW.h	34.6 kW.h
Hora de Máxima Demanda	20:00:00	6:30:00	20:00:00
Máxima Demanda	3.09 kW	2.88 kW	3.09 kW
Demanda Media	2.28 kW	1.22 kW	1.44 kW
Factor de Carga	0.74	0.42	0.47
Factor de Pérdidas	0.59	0.20	0.26



Variable	H.P.	H.F.P	Dia
Energía Activa	11.7 kW.h	26.3 kW.h	38.1 kW.h
Hora de Máxima Demanda	20:15:00	6:15:00	20:15:00
Máxima Demanda	3.09 kW	2.70 kW	3.09 kW
Demanda Media	2.34 kW	1.39 kW	1.59 kW
Factor de Carga	0.76	0.51	0.51
Factor de Pérdidas	0.61	0.28	0.30

ANEXO B

Matriz de consistencia

MATRIZ DE CONSISTENCIA

“MODELO DE PLANIFICACIÓN MULTITETAPA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN REDES DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES PARA OPTIMIZACIÓN DE COSTOS”

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES, DIMENSIONES, INDICADORES	MÉTODO
<p>PROBLEMA PRINCIPAL</p> <p>PG: ¿Es factible desarrollar un modelo de planificación de los sistemas de distribución eléctrica con Generación Distribuida Fotovoltaica en las Redes de Baja Tensión de los Sistemas Eléctricos Rurales que permita optimizar los costos?</p> <p>PROBLEMAS SECUNDARIOS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) PE1: ¿Es factible realizar el análisis de conglomerados de las instalaciones de distribución eléctrica de Baja Tensión para agrupar los Sistemas Eléctricos Rurales? 2) PE2: ¿Es posible analizar la demanda eléctrica para determinar la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los Sistemas Eléctricos Rurales? 3) PE3: ¿El desarrollo del diseño factorial experimental y métodos aproximados permitirá determinar la ubicación y capacidad óptima de la Generación Distribuida Fotovoltaica en la Redes de Baja Tensión de las Subestaciones de Distribución en los sistemas eléctricos rurales? 4) PE4: ¿Es posible que las pérdidas de energía se reduzcan con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión? 5) PE5: ¿Es posible que los niveles de tensión mejoren con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión? 6) PE6: ¿Resulta viable la planificación con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Redes de Baja Tensión mediante indicadores económicos? 	<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>OG: Desarrollar un modelo de planificación multitetapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales que permita optimizar los costos</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) OE1: Realizar el análisis de conglomerados de las instalaciones de distribución eléctrica de Baja Tensión para agrupar los Sistemas Eléctricos Rurales. 2) OE2: Analizar la demanda eléctrica para determinar la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los Sistemas Eléctricos Rurales. 3) OE3: Desarrollar el diseño factorial experimental y métodos aproximados para determinar la ubicación y capacidad óptima de la Generación Distribuida Fotovoltaica en la Redes de Baja Tensión de las Subestaciones de Distribución en los sistemas eléctricos rurales. 4) OE4: Determinar en qué medida las pérdidas de energía se reducen con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión. 5) OE5: Determinar en qué medida los niveles de tensión mejoren con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión. 6) OE6: Evaluar la viabilidad de la planificación con la incorporación de la Generación Distribuida Fotovoltaica en las Rede de Baja Tensión mediante indicadores económicos. 	<p>HIPÓTESIS PRINCIPAL</p> <p>HG: Diseñar e implementar un adecuado un modelo de planificación multitetapa con generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión de sistemas eléctricos rurales que permite optimizar los costos, parámetros de operación, niveles de tensión y pérdidas.</p> <p>HIPÓTESIS SECUNDARIAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) HE1: El análisis de conglomerados agrupa adecuadamente las instalaciones de distribución eléctrica de baja tensión de los sistemas eléctricos rurales. 2) HE2: El análisis de la demanda eléctrica determina la tasa de crecimiento y caracterizar la carga de los sistemas eléctricos rurales. 3) HE3: El diseño factorial experimental y métodos aproximados determina la ubicación y capacidad óptima de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución en los sistemas eléctricos rurales. 4) HE4: La incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución permite reducir las pérdidas de energía. 5) HE5: La incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de baja tensión de las subestaciones de distribución permite mejorar la caída de tensión. 6) HE6: Los indicadores económicos de la planificación con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en las rede de baja tensión resultan viables. 	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE:</p> <p>X. Modelo de planificación con la incorporación de generación distribuida fotovoltaica.</p> <p>Dimensiones:</p> <p>X.1. Conglomerado X.2. Mercado Eléctrico X.3. Ubicación óptima de GD X.4. Pérdidas de Energía X.5. Caída de Tensión X.6. Evaluación Económica</p> <p>VARIABLE DEPENDIENTE:</p> <p>Y. Costos</p> <p>Dimensiones:</p> <p>Y.1. Costos de Inversión (USD\$) Y.2. Costos de Operación y Mantenimiento (USD\$)</p> <p>ENTE INTERVINIENTE</p> <p>Z. Mercado eléctrico peruano</p>	<p>Esta investigación fue del tipo descriptivo, explicativa y aplicada.</p> <p>La investigación es del nivel descriptivo, explicativo y aplicada.</p> <p>En la investigación se utilizó los siguientes métodos: Descriptivo, Inductivo, Deductivo</p> <p>El diseño que se aplicó será el no experimental y experimental (Diseño factorial).</p> <p>La población de la investigación estuvo conformada por 4,2520 Subestaciones de Distribución</p> <p>La muestra estuvo conformada por 29 Subestaciones de Distribución.</p> <p>Para definir el tamaño de la muestra se utilizó el método no probabilístico.</p> <p>Las técnicas de recolección de datos que se utilizó fue la técnica documental.</p> <p>Los instrumentos para la recolección de datos que se utilizaron fueron: fichas bibliográficas, formatos de trabajo, y registro de datos.</p> <p>Se aplicó las siguientes técnicas de análisis de datos: Estadística Descriptiva, Clasificación, Análisis Multivariado y Pruebas no Paramétricas.</p> <p>Se aplicó las siguientes herramientas de procesamiento de datos: Proceso computarizado con Excel; Proceso computarizado con SPSS, Proceso computarizado con Minitab, Software DigSilent y Software DAP.</p>

ANEXO C

Informes de simulación del dimensionamiento del sistema fotovoltaico PVsyst.

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Proyecto Tesis La Unión 2023

Variante: Variante Tesis La Unión 1kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 1100 Wp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 22:32
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)	
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos Pnom total	2 unidades 1100 Wp	Inversores Núm. de unidades Pnom total Proporción Pnom	1 unidad 1000 W 1.100

Resumen de resultados

Energía producida	2185.31 kWh/año	Producción específica	1987 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	86.53 %
-------------------	-----------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 22:32
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	HNS1000TL-1 (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	1.00 kWca
Número de módulos FV	2 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	1100 Wp	Potencia total	1.0 kWca
Módulos	1 cadenas x 2 En series	Voltaje de funcionamiento	50-500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	1.10 kWca
Pmpp	1007 Wp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	76 V		
I mpp	13 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	1.10 kWp	Potencia total	1 kWca
Total	2 módulos	Potencia máx.	1.1 kWca
Área del módulo	5.2 m²	Número de inversores	1 unidad
Área celular	4.8 m²	Proporción Pnom	1.10

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 94 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida 0.5 % en MPP								
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 22:32
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 2185.31 kWh/año

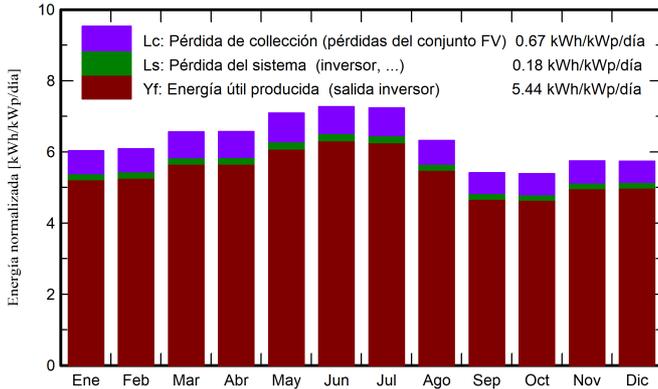
Producción específica

1987 kWh/kWp/año

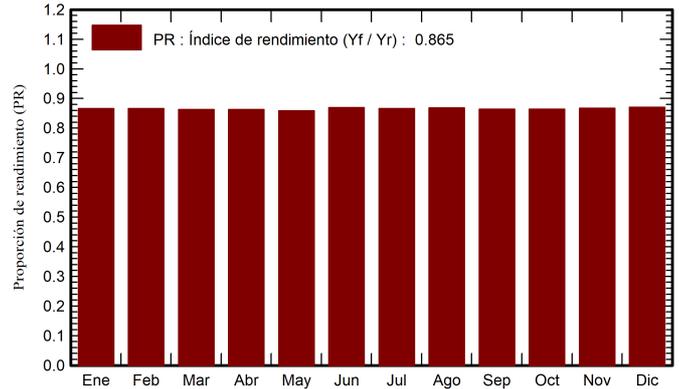
Proporción rend. PR

86.53 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	184.1	178.2	0.866
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	167.8	162.3	0.866
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	199.4	193.1	0.863
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	193.2	187.0	0.863
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	214.7	207.7	0.858
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	215.2	208.5	0.869
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	220.6	213.7	0.866
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	193.2	187.2	0.869
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	159.7	154.3	0.863
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	164.0	158.7	0.863
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	169.6	164.2	0.867
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	175.7	170.3	0.871
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	2256.9	2185.3	0.865

Leyendas

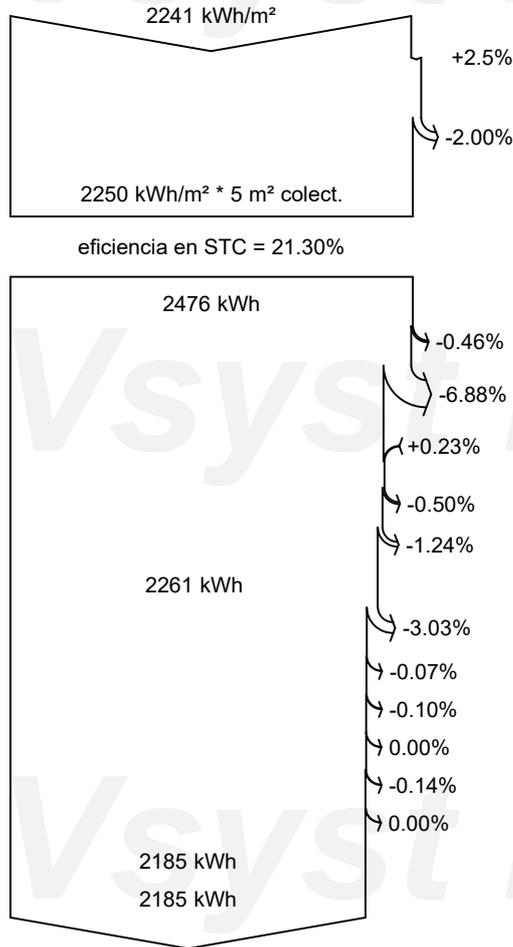
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 22:32
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

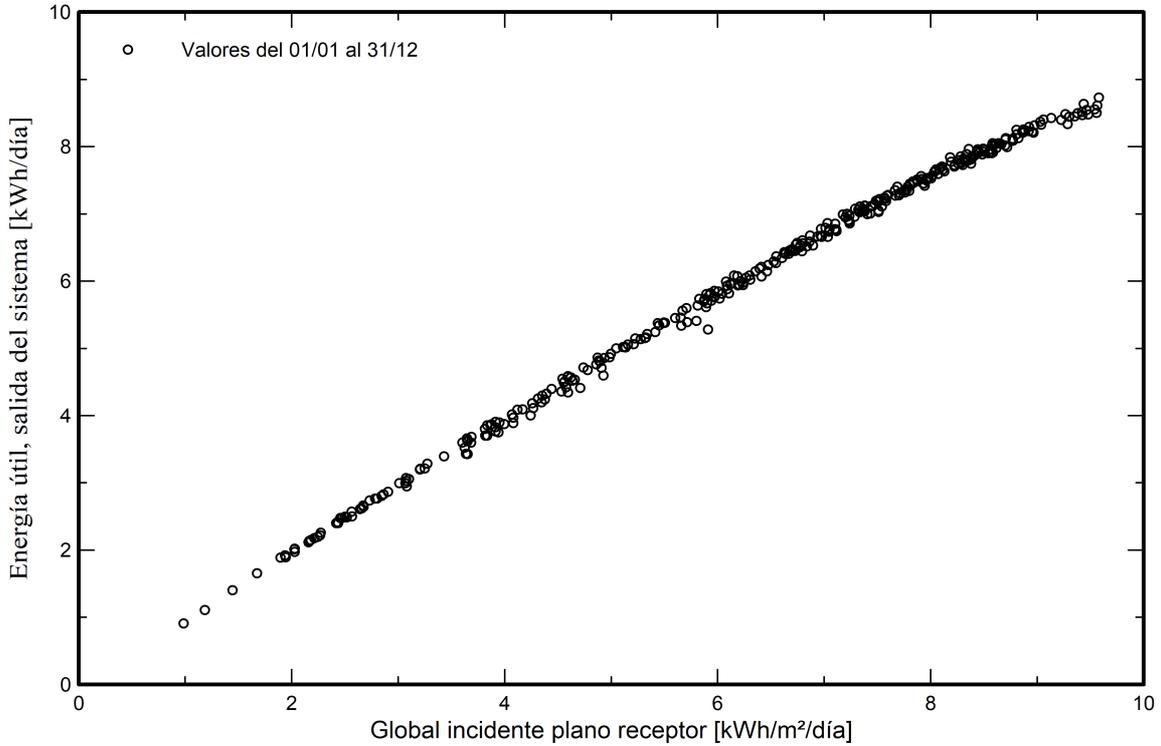


PVsyst V7.4.5

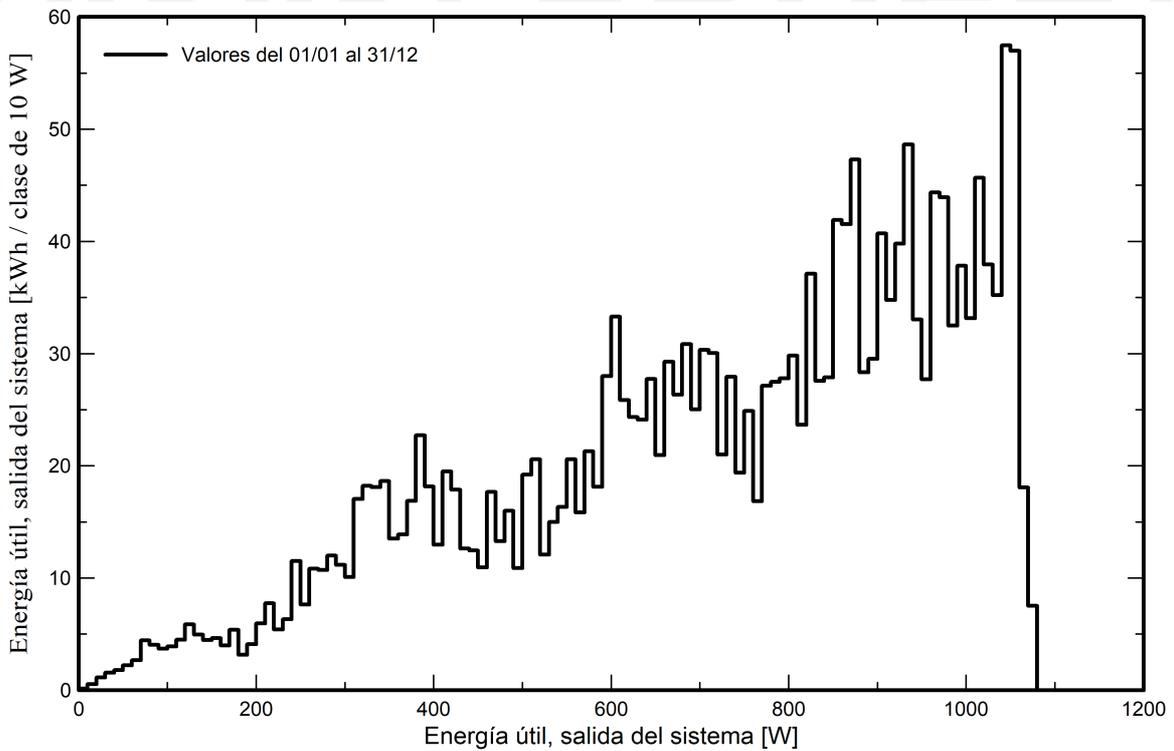
VC0, Fecha de simulación:
04/01/24 22:32
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

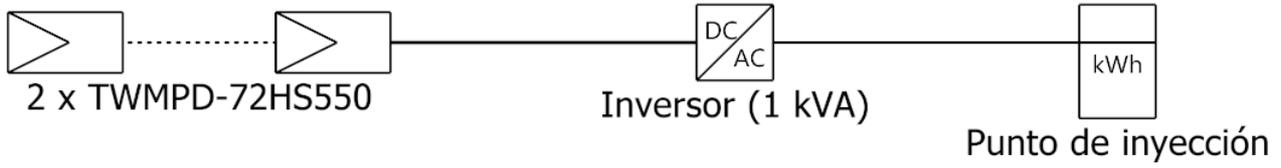




PVsyst V7.4.5

VC0, Fecha de simulación:
04/01/24 22:32
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	HNS1000TL-1 (2022)
Cadena	2 x TWMPD-72HS550

Proyecto Tesis La Unión 2023

VC0 : Variante Tesis La Unión 1kW

04/01/24

238

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Proyecto Tesis La Unión 2023

Variante: Variante Tesis La Unión 2 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 2200 Wp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 22:35
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)	
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos Pnom total	4 unidades 2200 Wp	Inversores Núm. de unidades Pnom total Proporción Pnom	1 unidad 2000 W 1.100

Resumen de resultados

Energía producida	4314.93 kWh/año	Producción específica	1961 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	85.43 %
-------------------	-----------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 22:35
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HD550	Modelo	HNS2000TL-1 (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	2.00 kWca
Número de módulos FV	4 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	2200 Wp	Potencia total	2.0 kWca
Módulos	1 cadenas x 4 En series	Voltaje de funcionamiento	50-500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	2.20 kWca
Pmpp	2013 Wp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	152 V		
I mpp	13 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	2.20 kWp	Potencia total	2 kWca
Total	4 módulos	Potencia máx.	2.2 kWca
Área del módulo	10.3 m²	Número de inversores	1 unidad
Área celular	9.5 m²	Proporción Pnom	1.10

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	189 mΩ	Frac. de pérdida	-0.2 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP							
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 22:35
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 4314.93 kWh/año

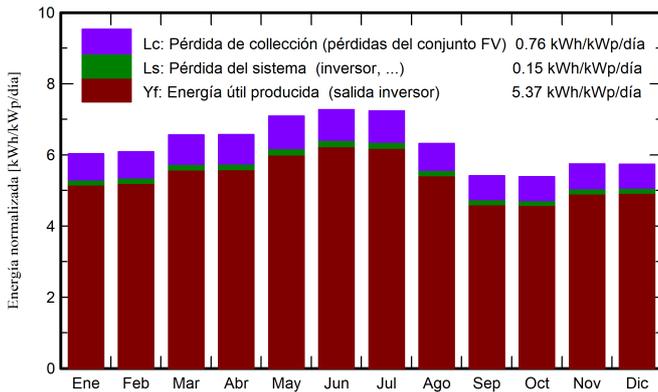
Producción específica

1961 kWh/kWp/año

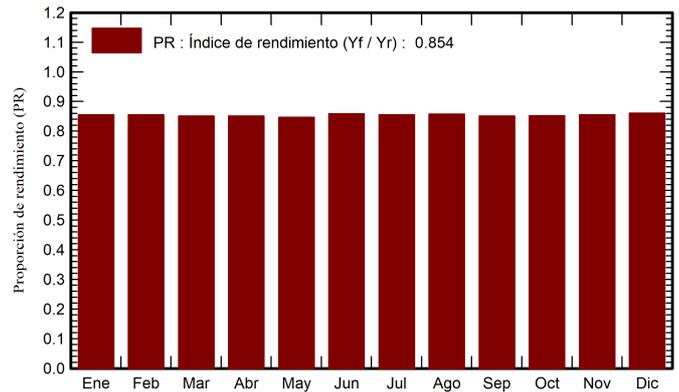
Proporción rend. PR

85.43 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	362.2	352.0	0.856
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	329.9	320.6	0.856
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	391.8	381.0	0.851
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	379.9	369.1	0.851
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	421.8	409.9	0.847
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	423.4	412.1	0.859
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	433.9	422.4	0.856
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	380.1	369.9	0.858
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	313.7	304.2	0.851
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	322.4	313.0	0.852
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	333.6	324.3	0.856
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	345.8	336.5	0.860
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	4438.5	4314.9	0.854

Leyendas

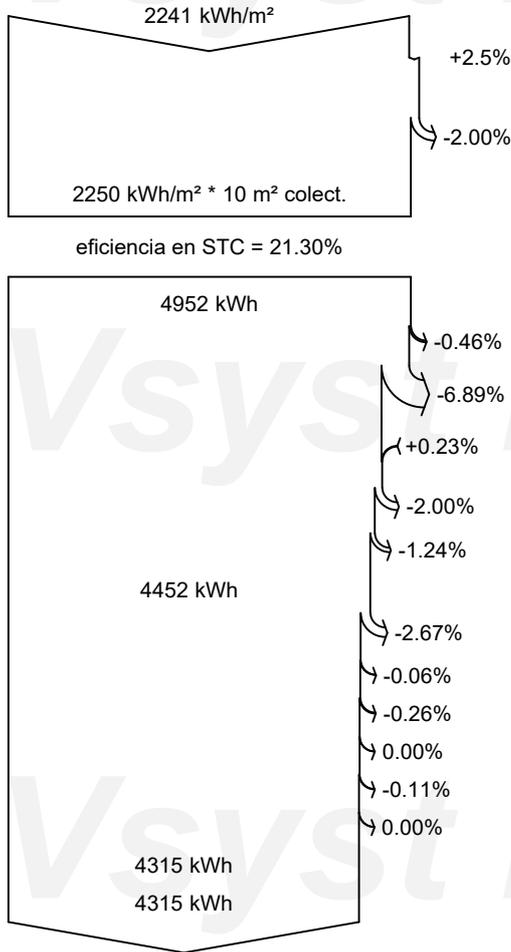
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 22:35
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



- Irradiación horizontal global**
- Global incidente plano receptor**
- Factor IAM en global
- Irradiancia efectiva en colectores**
- Conversión FV
- Conjunto de energía nominal (con efic. STC)**
- Pérdida FV debido al nivel de irradiancia
- Pérdida FV debido a la temperatura.
- Pérdida calidad de módulo
- Pérdida de desajuste de conjunto de módulos
- Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del conjunto en MPP**
- Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
- Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
- Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
- Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
- Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
- Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
- Energía disponible en la salida del inversor**
- Energía inyectada en la red**

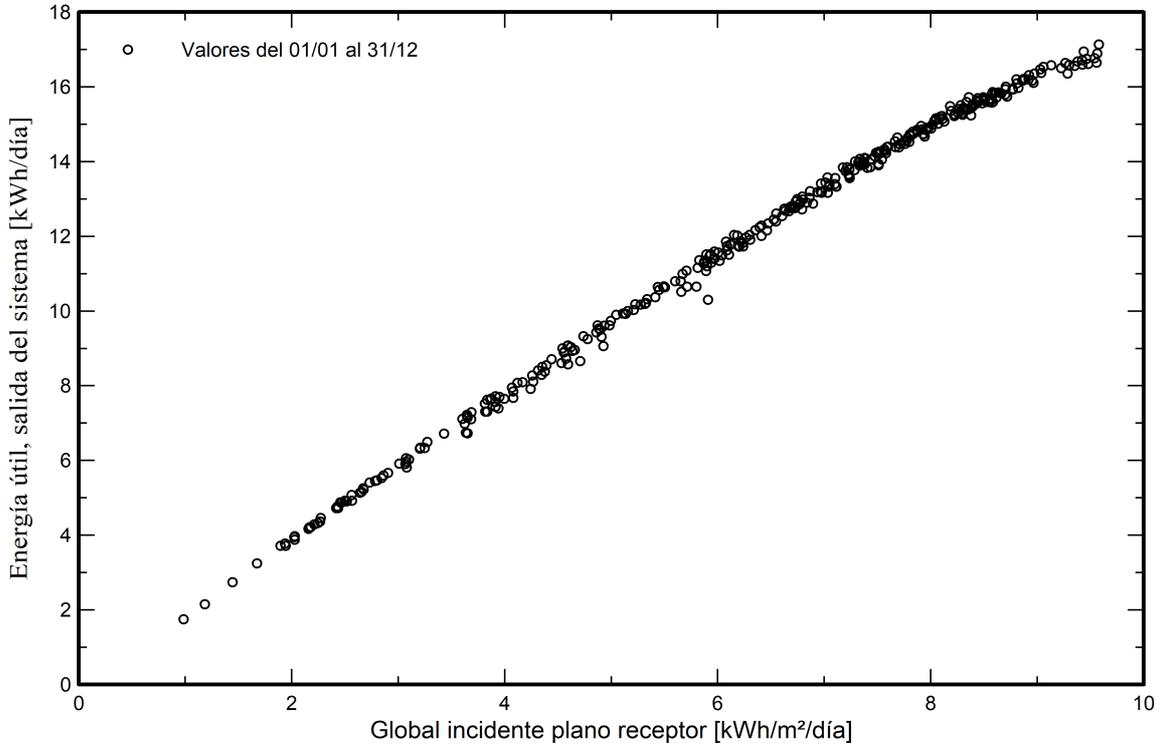


PVsyst V7.4.5

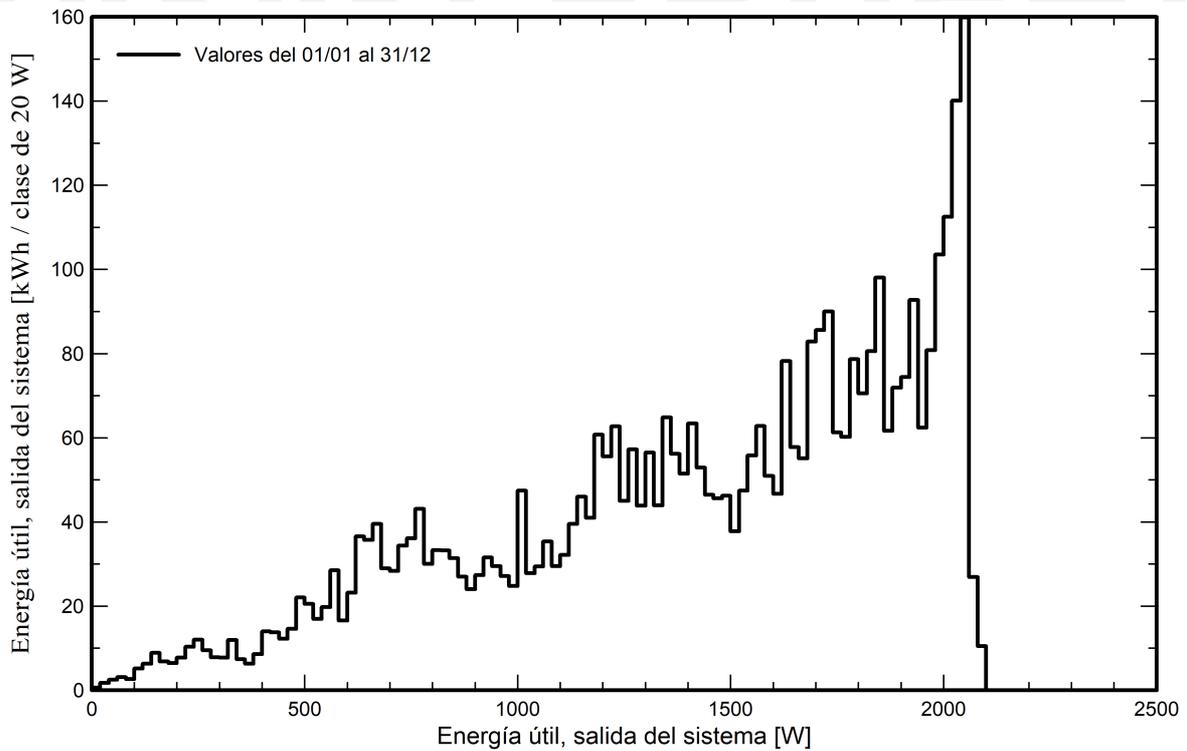
VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 22:35
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

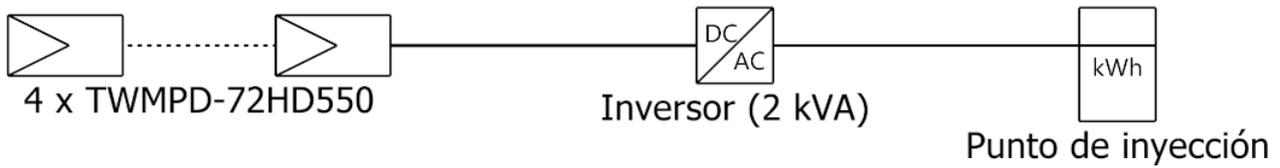




PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 22:35
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HD550
Inversor	HNS2000TL-1 (2022)
Cadena	4 x TWMPD-72HD550

Proyecto Tesis La Unión 2023

VC1 : Variante Tesis La Unión 2 kW

04/01/24

245

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Proyecto Tesis La Unión 2023

Variante: Variante Tesis La Unión 3 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 3300 Wp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 22:45
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)	
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos Pnom total	6 unidades 3300 Wp	Inversores Núm. de unidades Pnom total Proporción Pnom	1 unidad 3000 W 1.100

Resumen de resultados

Energía producida	6498.72 kWh/año	Producción específica	1969 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	85.78 %
-------------------	-----------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 22:45
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HD550	Modelo	HNS3000TL-1 (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	3.00 kWca
Número de módulos FV	6 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	3300 Wp	Potencia total	3.0 kWca
Módulos	1 cadenas x 6 En series	Voltaje de funcionamiento	50-500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	3.30 kWca
Pmpp	3020 Wp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	228 V		
I mpp	13 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	3.30 kWp	Potencia total	3 kWca
Total	6 módulos	Potencia máx.	3.3 kWca
Área del módulo	15.5 m²	Número de inversores	1 unidad
Área celular	14.3 m²	Proporción Pnom	1.10

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 284 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC	
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s		
Pérdidas de desajuste de módulo		
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP		
Factor de pérdida IAM		
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario		
0°	25°	45°
60°	65°	70°
75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995
0.962	0.936	0.903
0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 22:45
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 6498.72 kWh/año

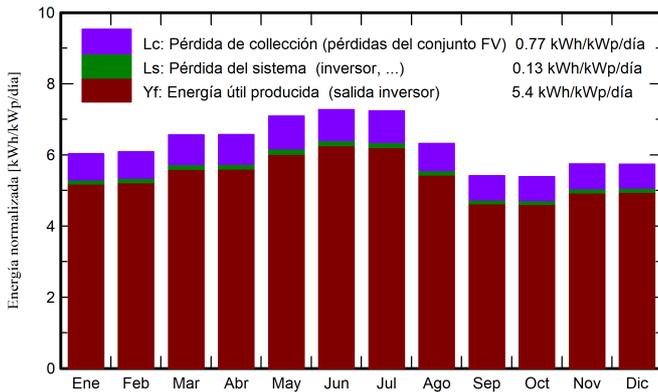
Producción específica

1969 kWh/kWp/año

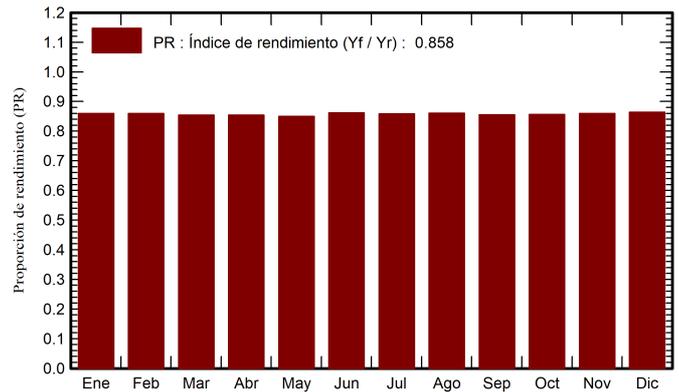
Proporción rend. PR

85.78 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	542.9	530.5	0.860
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	494.4	483.0	0.859
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	586.8	573.5	0.854
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	569.0	555.7	0.855
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	631.6	616.6	0.850
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	634.5	620.2	0.862
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	650.3	635.9	0.859
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	569.6	556.8	0.861
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	469.8	458.6	0.856
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	483.0	471.9	0.856
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	500.1	488.9	0.860
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	518.6	507.1	0.864
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	6650.6	6498.7	0.858

Leyendas

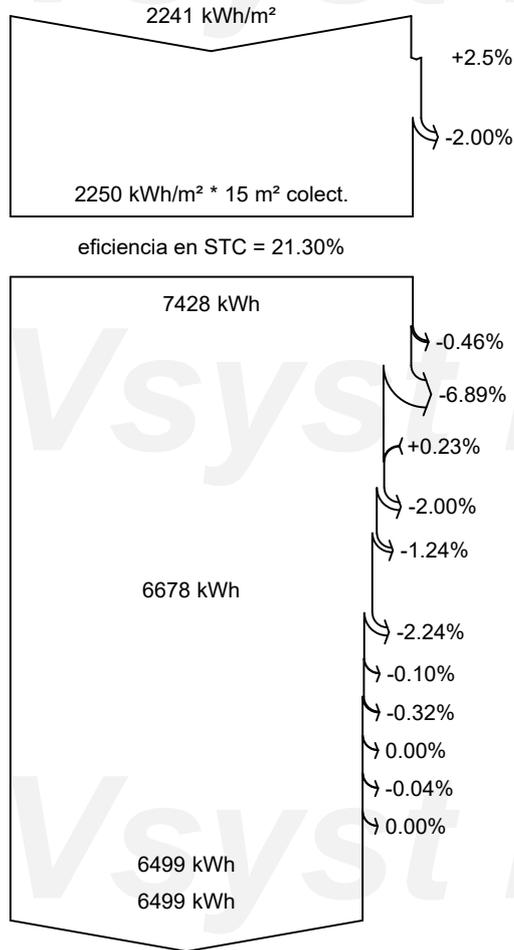
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 22:45
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

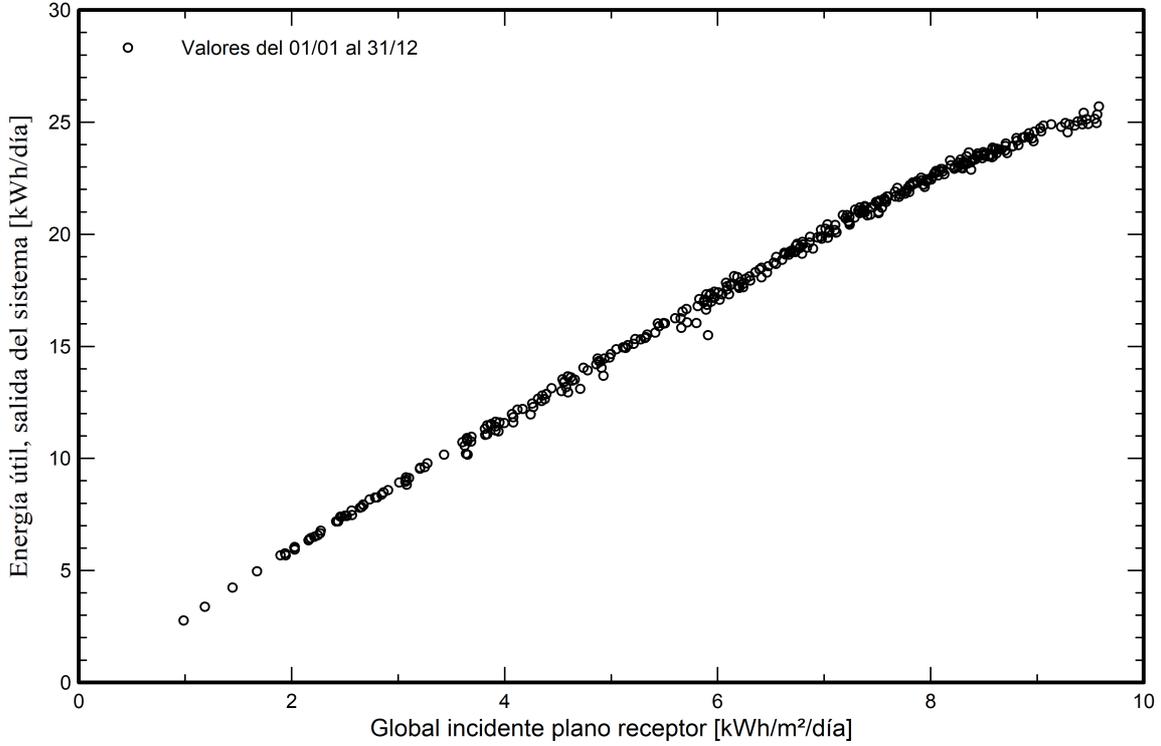


PVsyst V7.4.5

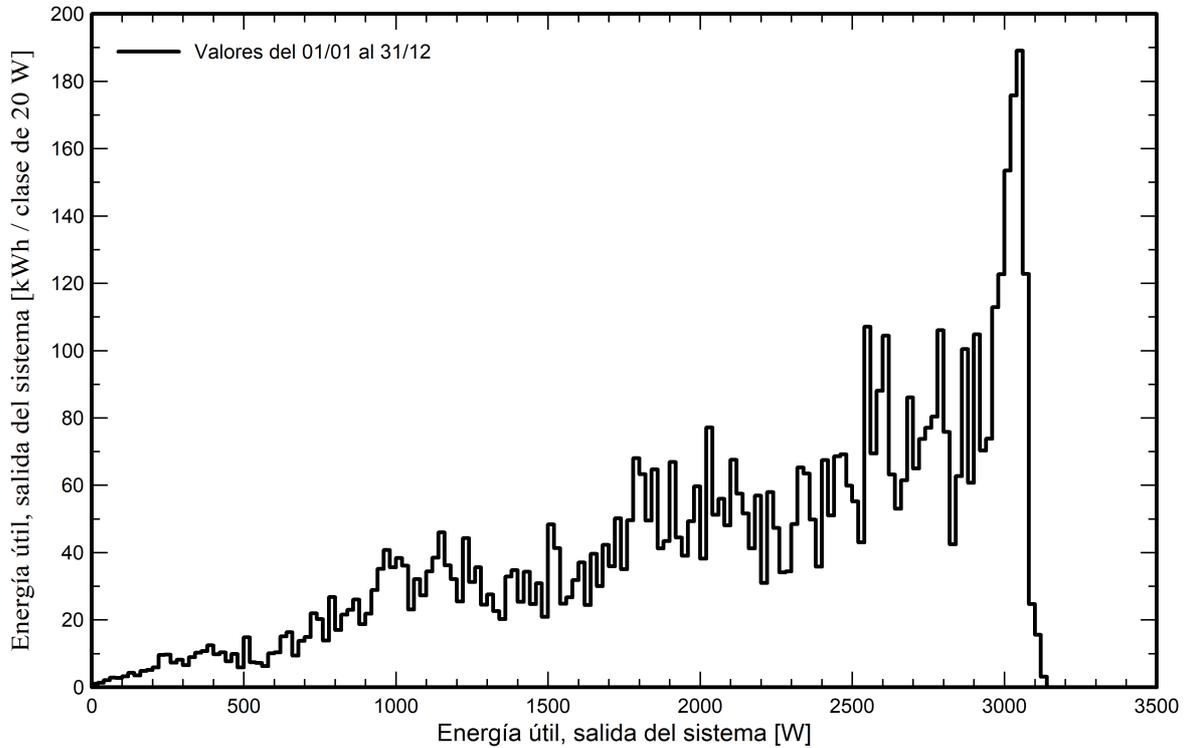
VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 22:45
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

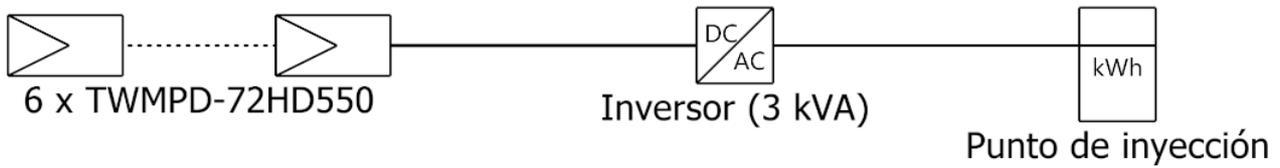




PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 22:45
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HD550
Inversor	HNS3000TL-1 (2022)
Cadena	6 x TWMPD-72HD550

Proyecto Tesis La Unión 2023

VC2 : Variante Tesis La Unión 3 kW

04/01/24

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 4 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 4400 Wp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC6, Fecha de simulación:
04/01/24 22:55
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 8 unidades Pnom total 4400 Wp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 4000 W Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 8690.65 kWh/año	Producción específica 1975 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.03 %
-----------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC6, Fecha de simulación:
04/01/24 22:55
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	HNS4000TL (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	4.00 kWca
Número de módulos FV	8 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	4400 Wp	Potencia total	4.0 kWca
Módulos	2 cadena x 4 En series	Voltaje de funcionamiento	70-550 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	4.40 kWca
Pmpp	4027 Wp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	151 V	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
I mpp	27 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	4.40 kWp	Potencia total	4 kWca
Total	8 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	20.7 m²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	19.1 m²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	94 mΩ	Frac. de pérdida	-0.2 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP							
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC6, Fecha de simulación:
04/01/24 22:55
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 8690.65 kWh/año

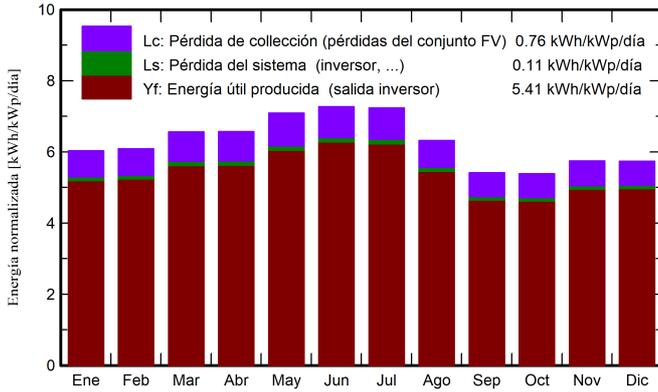
Producción específica

1975 kWh/kWp/año

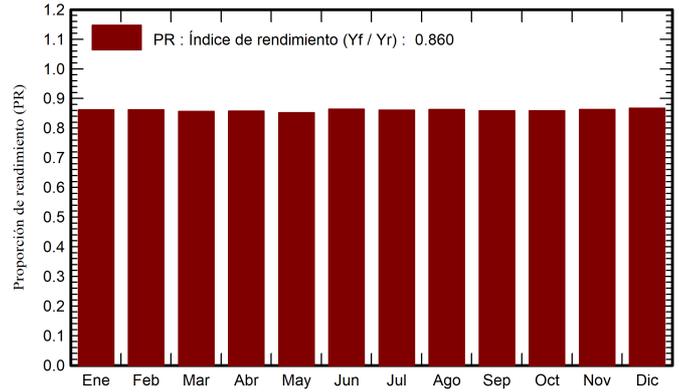
Proporción rend. PR

86.03 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	724.2	709.5	0.862
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	659.7	645.9	0.862
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	783.2	767.0	0.856
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	759.4	743.3	0.857
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	843.1	824.8	0.852
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	846.6	829.2	0.864
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	867.6	850.2	0.861
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	760.0	744.5	0.863
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	627.0	613.7	0.859
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	644.5	631.2	0.859
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	667.1	653.7	0.862
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	691.7	677.9	0.867
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	8874.1	8690.7	0.860

Leyendas

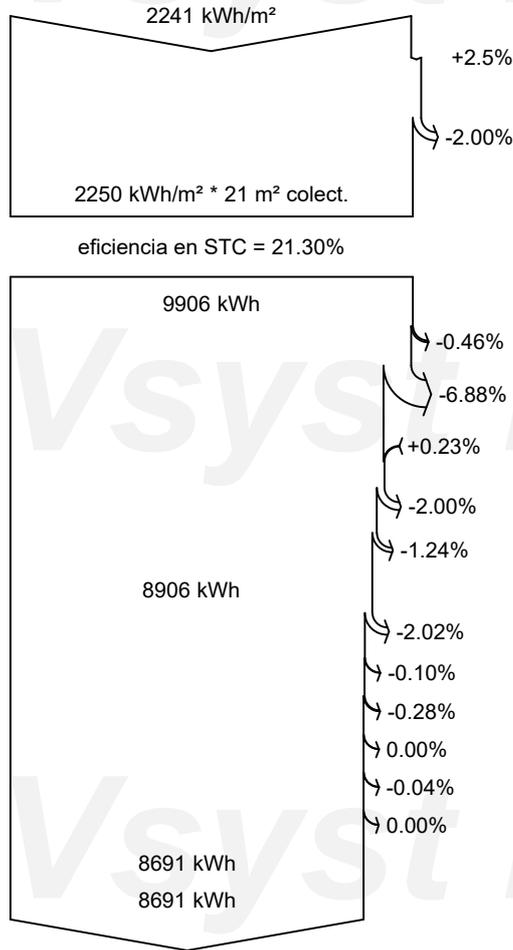
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC6, Fecha de simulación:
04/01/24 22:55
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

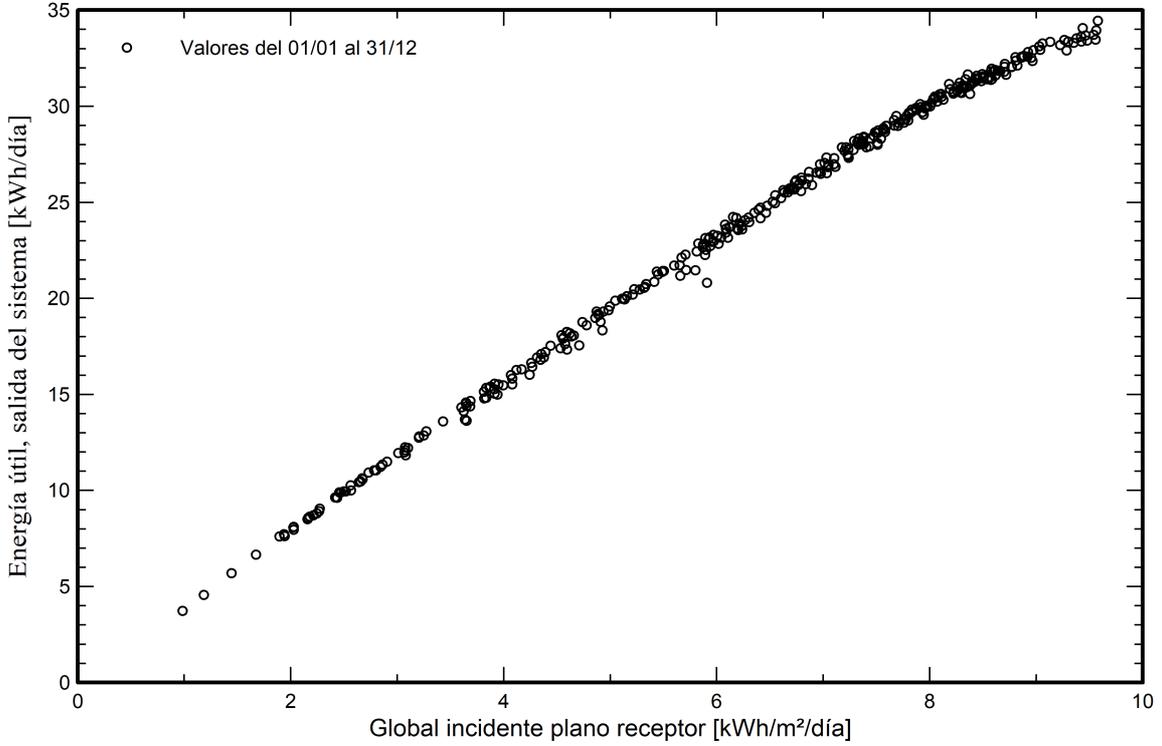


PVsyst V7.4.5

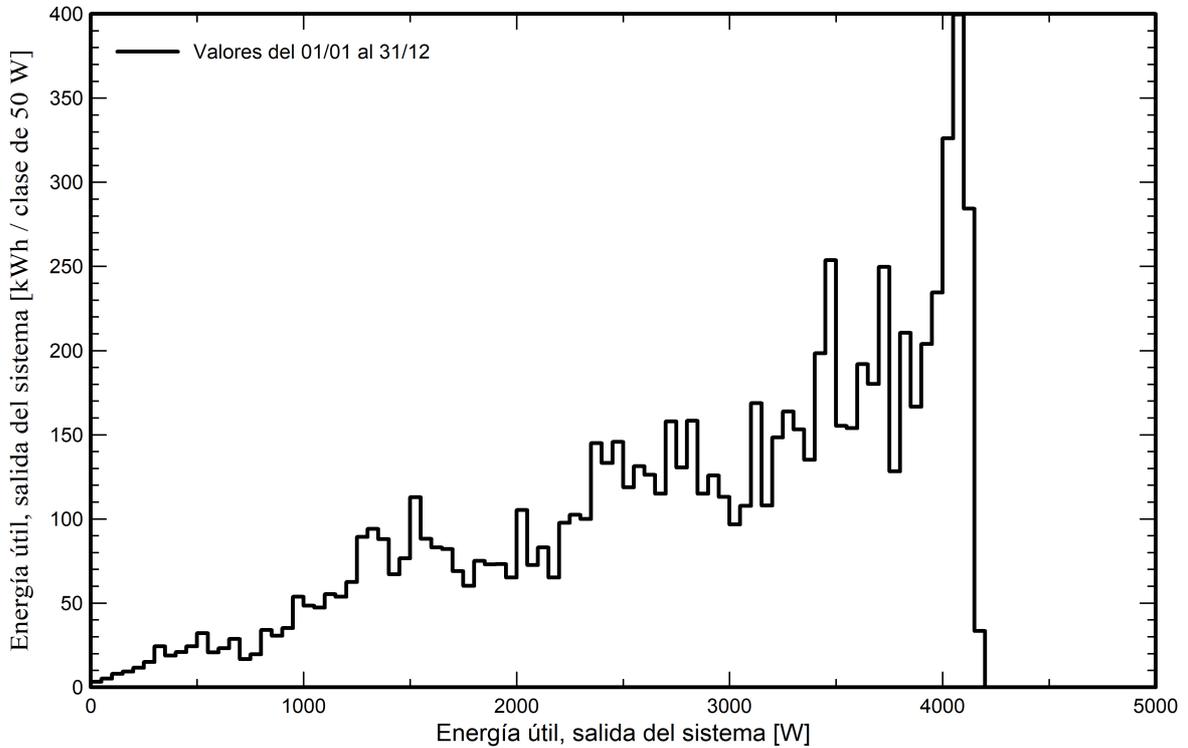
VC6, Fecha de simulación:
04/01/24 22:55
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

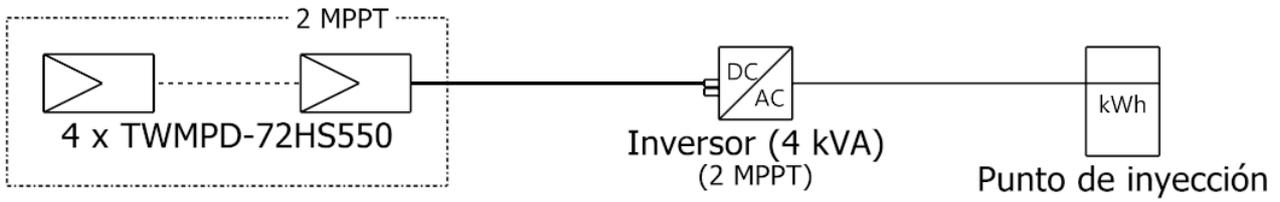




PVsyst V7.4.5

VC6, Fecha de simulación:
04/01/24 22:55
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	HNS4000TL (2022)
Cadena	4 x TWMPD-72HS550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC6 : Variante 4 kW

04/01/24

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 5 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 5.50 kWp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC5, Fecha de simulación:
04/01/24 22:59
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 10 unidades Pnom total 5.50 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 5.00 kWca Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 10870.11 kWh/año	Producción específica 1976 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.08 %
------------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC5, Fecha de simulación:
04/01/24 22:59
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	HNS5000TL (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	5.00 kWca
Número de módulos FV	10 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	5.50 kWp	Potencia total	5.0 kWca
Módulos	2 cadena x 5 En series	Voltaje de funcionamiento	70-550 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	5.50 kWca
Pmpp	5.03 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	189 V	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
I mpp	27 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	6 kWp	Potencia total	5 kWca
Total	10 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	25.8 m²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	23.8 m²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 118 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP								
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC5, Fecha de simulación:
04/01/24 22:59
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 10870.11 kWh/año

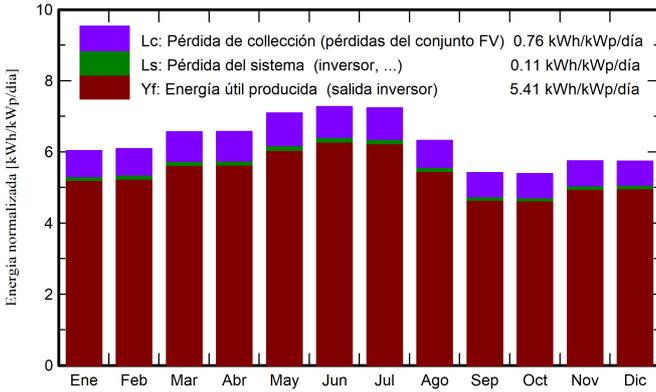
Producción específica

1976 kWh/kWp/año

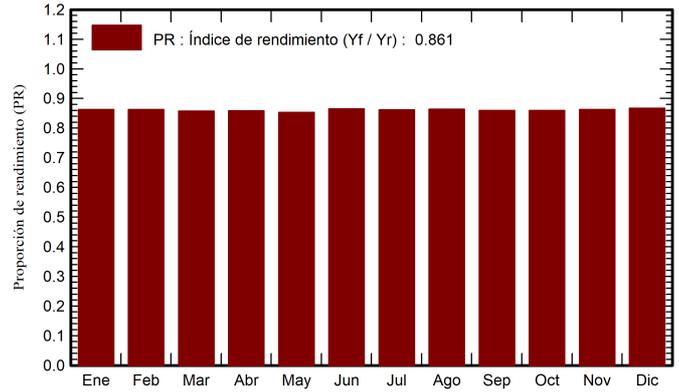
Proporción rend. PR

86.08 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	906	887	0.863
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	825	808	0.862
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	980	960	0.857
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	950	930	0.858
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	1055	1032	0.853
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	1059	1037	0.865
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	1085	1063	0.862
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	950	931	0.864
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	784	768	0.859
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	806	789	0.859
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	834	817	0.863
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	865	848	0.867
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	11097	10870	0.861

Leyendas

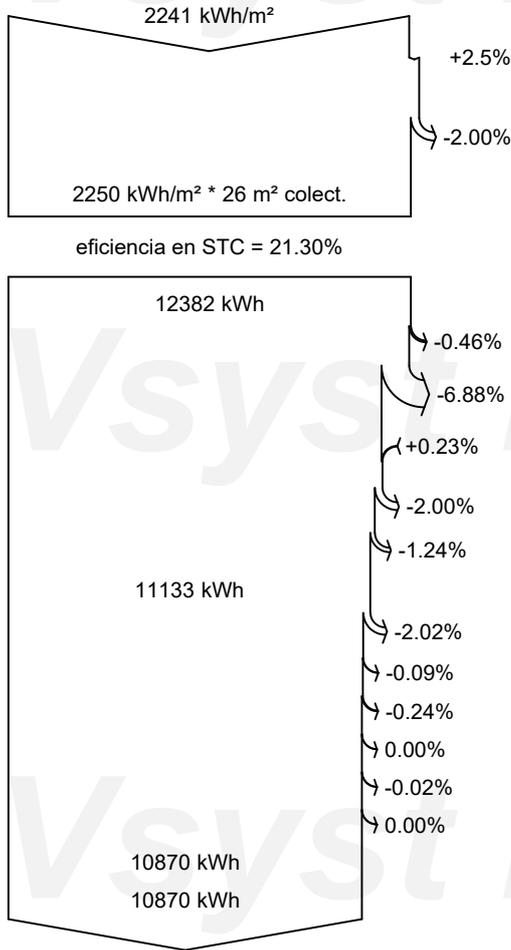
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC5, Fecha de simulación:
04/01/24 22:59
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

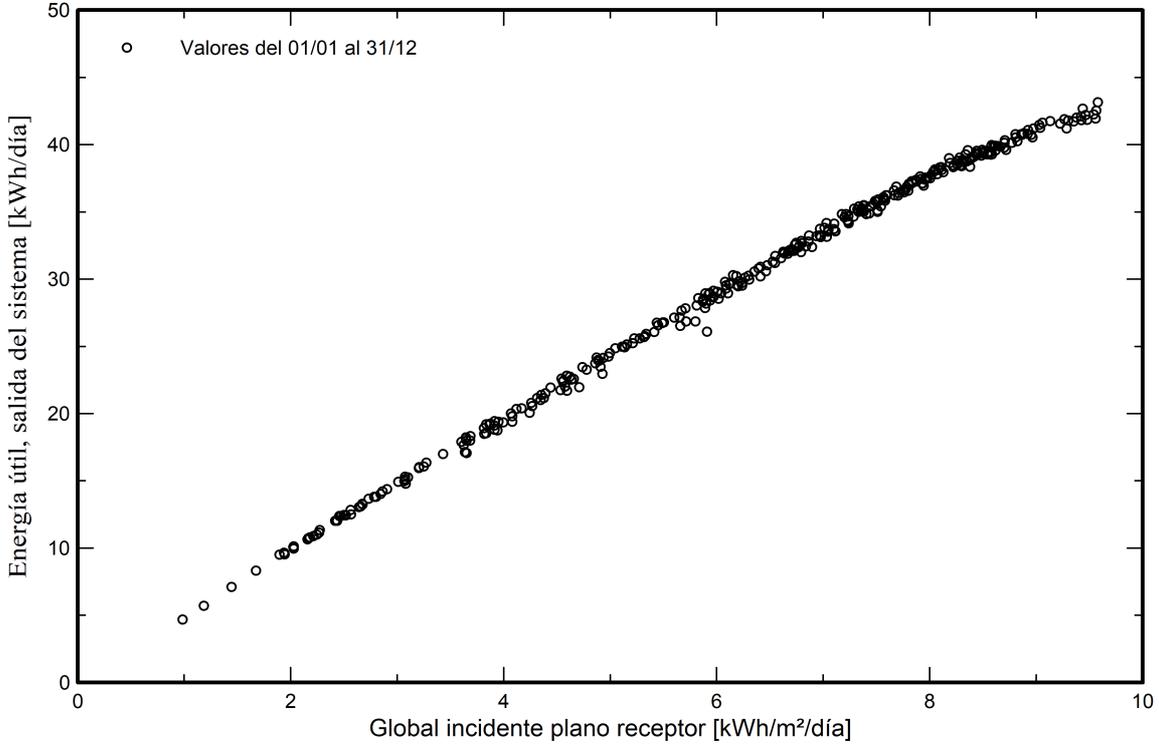


PVsyst V7.4.5

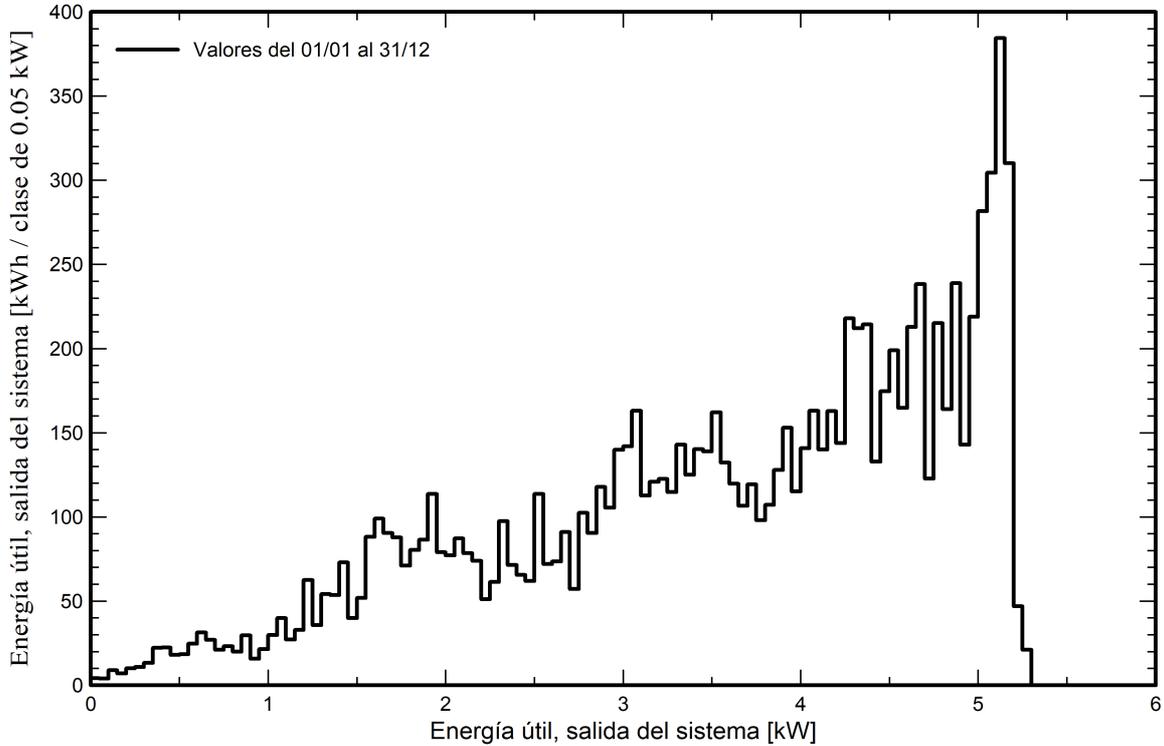
VC5, Fecha de simulación:
04/01/24 22:59
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

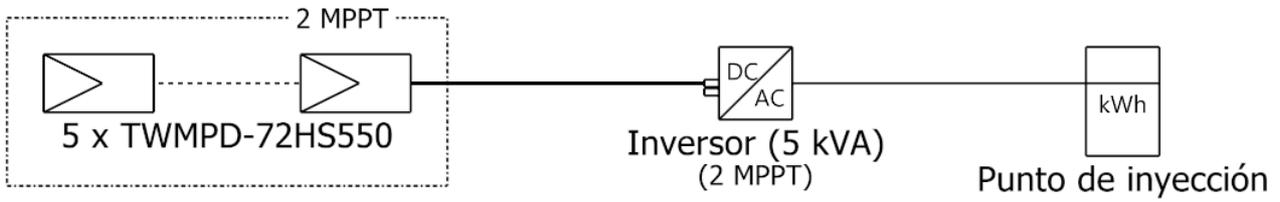




PVsyst V7.4.5

VC5, Fecha de simulación:
04/01/24 22:59
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	HNS5000TL (2022)
Cadena	5 x TWMPD-72HS550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC5 : Variante 5 kW

04/01/24

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 6 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 6.60 kWp

La Unión - Perú



PVsyst V7.4.5

VC4, Fecha de simulación:
04/01/24 23:03
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Perú	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 12 unidades Pnom total 6.60 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 6.00 kWca Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 12737.83 kWh/año	Producción específica 1930 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 84.06 %
------------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC4, Fecha de simulación:
04/01/24 23:03
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV			
Orientación		Configuración de cobertizos	Modelos usados
Plano fijo		Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Inclinación/Azimut	15 / 0 °		Difuso Perez, Meteonorm
			Circunsolar separado
Horizonte		Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre		Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	PVI-6000-OUTD-US (208V)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	6.00 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	6.60 kWp	Potencia total	6.0 kWca
Módulos	2 cadena x 6 En series	Voltaje de funcionamiento	120-530 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
Pmpp	6.04 kWp	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
U mpp	227 V		
I mpp	27 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	7 kWp	Potencia total	6 kWca
Total	12 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	31.0 m ²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	28.6 m ²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	141 mΩ	Frac. de pérdida	-0.2 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP							
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC4, Fecha de simulación:
04/01/24 23:03
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 12737.83 kWh/año

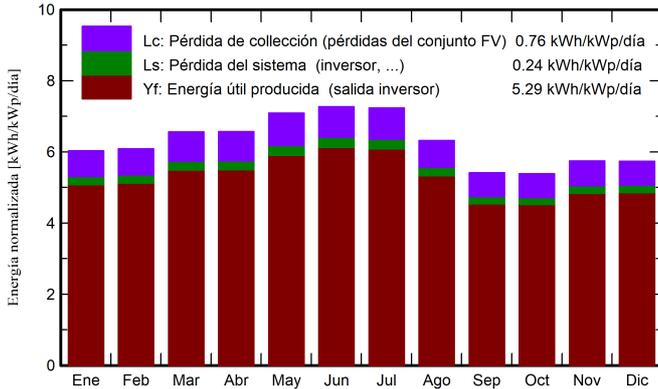
Producción específica

1930 kWh/kWp/año

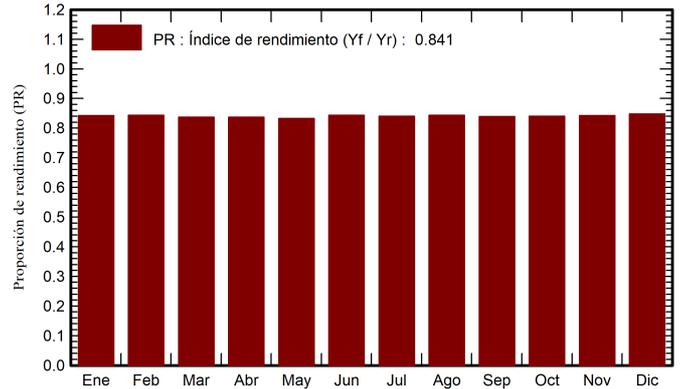
Proporción rend. PR

84.06 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	1087	1040	0.842
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	990	948	0.843
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	1175	1124	0.837
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	1139	1089	0.837
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	1265	1209	0.833
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	1270	1214	0.843
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	1302	1245	0.841
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	1141	1091	0.844
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	941	900	0.839
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	967	926	0.840
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	1001	958	0.843
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	1038	994	0.847
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	13317	12738	0.841

Leyendas

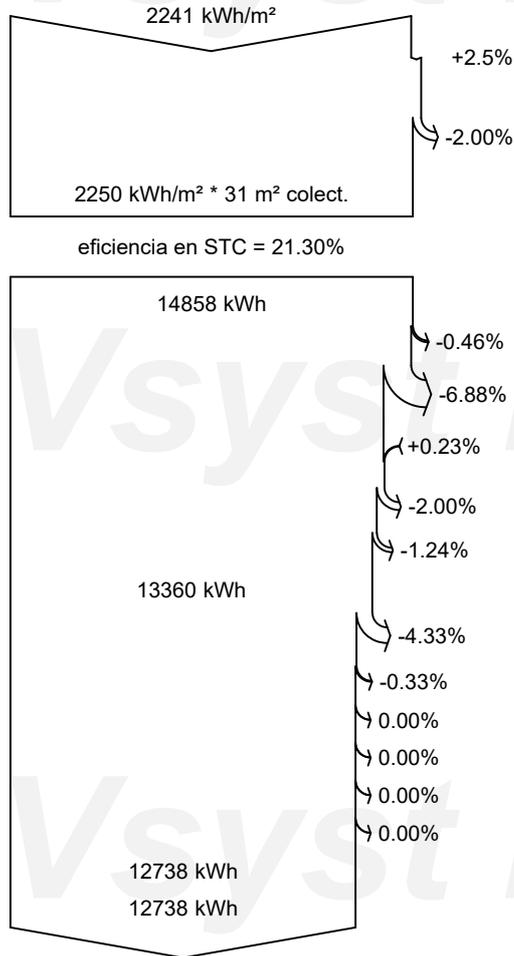
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC4, Fecha de simulación:
04/01/24 23:03
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

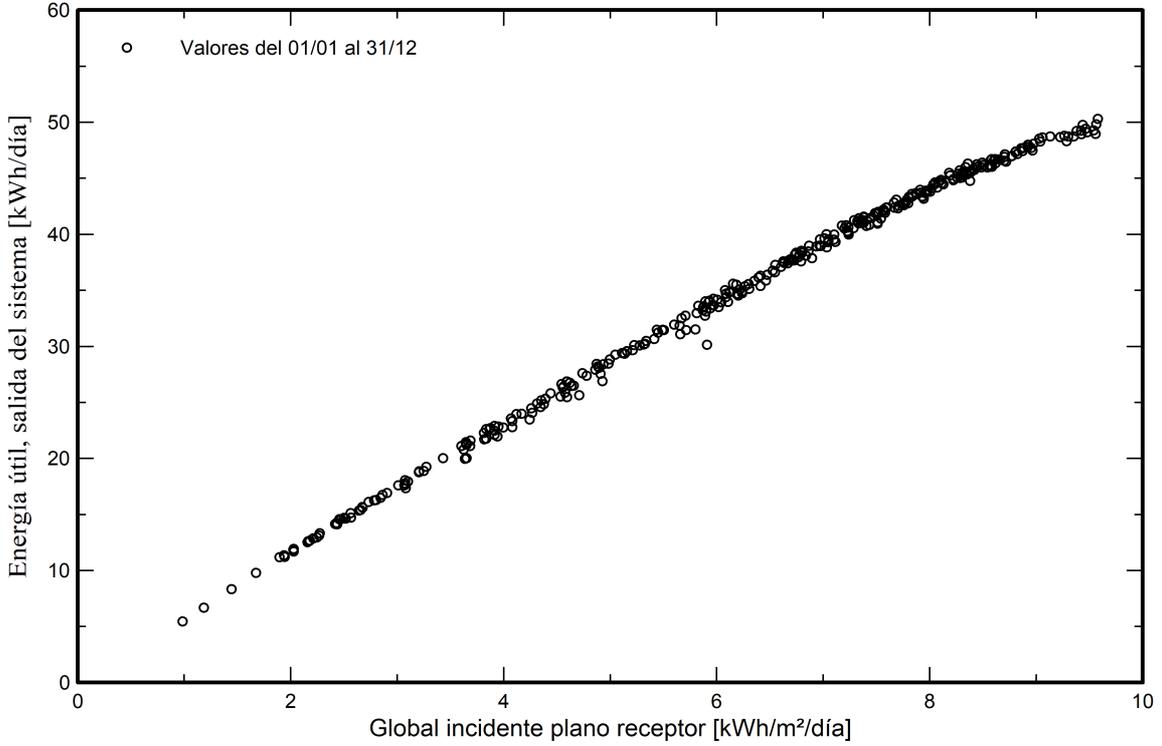


PVsyst V7.4.5

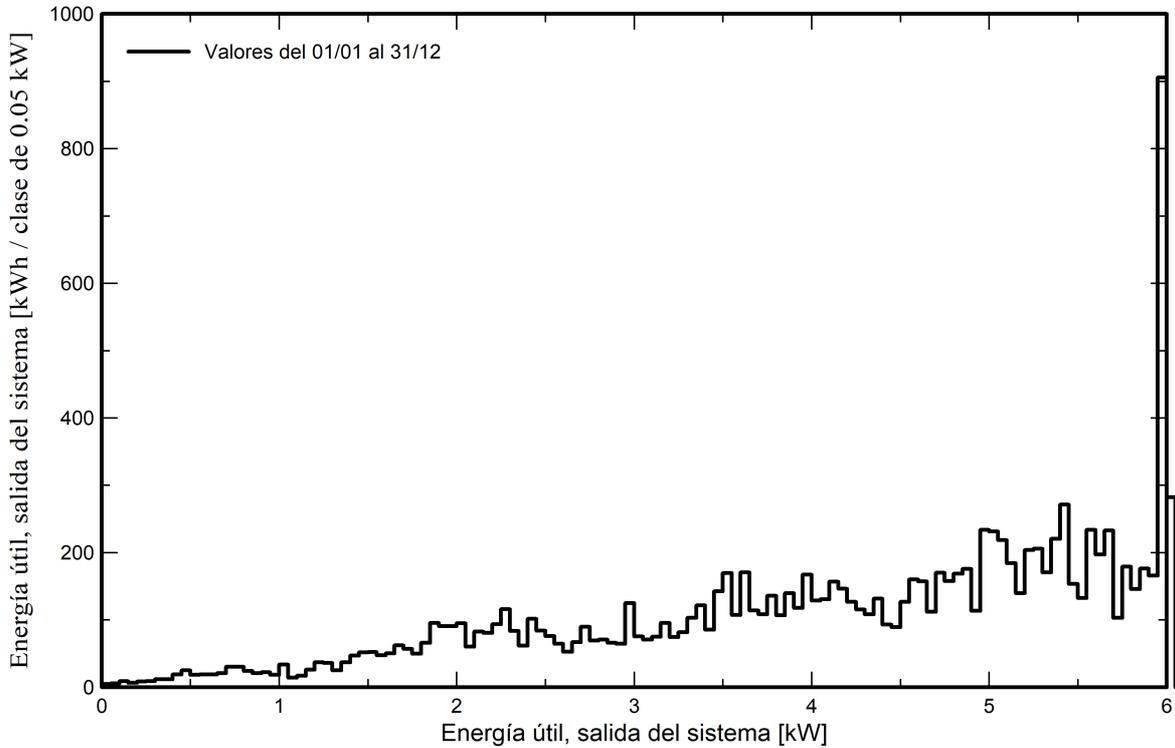
VC4, Fecha de simulación:
04/01/24 23:03
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

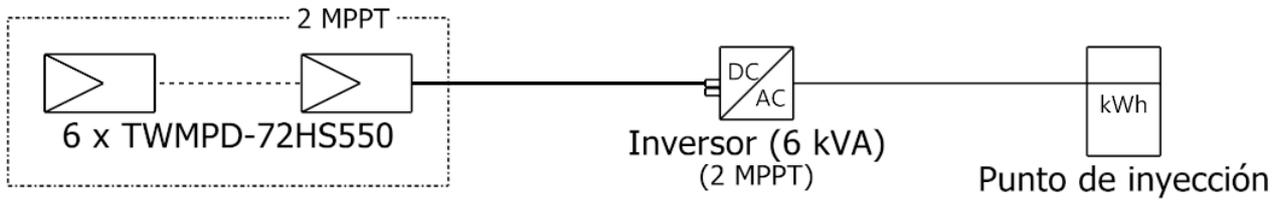




PVsyst V7.4.5

VC4, Fecha de simulación:
04/01/24 23:03
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	PVI-6000-OUTD-US (208V)
Cadena	6 x TWMPD-72HS550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC4 : Variante 6 kW

04/01/24

273

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 8 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 8.80 kWp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC3, Fecha de simulación:
04/01/24 23:09
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 16 unidades Pnom total 8.80 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 8.00 kWca Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 17460.53 kWh/año	Producción específica 1984 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.42 %
------------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC3, Fecha de simulación:
04/01/24 23:09
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteororm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	HNS8000TL (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	8.00 kWca
Número de módulos FV	16 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	8.80 kWp	Potencia total	8.0 kWca
Módulos	2 cadena x 8 En series	Voltaje de funcionamiento	70-550 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	8.80 kWca
Pmpp	8.05 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	303 V	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
I mpp	27 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	9 kWp	Potencia total	8 kWca
Total	16 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	41.3 m²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	38.2 m²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 188 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP								
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC3, Fecha de simulación:
04/01/24 23:09
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 17460.53 kWh/año

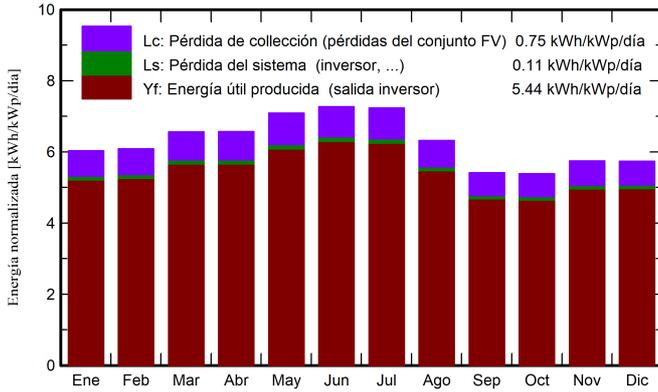
Producción específica

1984 kWh/kWp/año

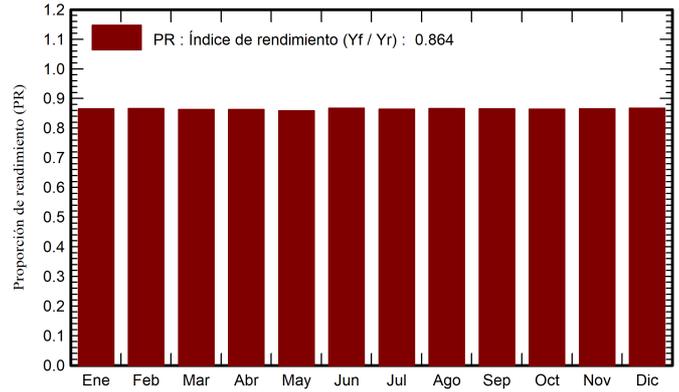
Proporción rend. PR

86.42 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	1451	1423	0.865
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	1323	1297	0.866
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	1576	1545	0.863
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	1526	1495	0.862
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	1696	1662	0.859
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	1697	1663	0.867
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	1739	1705	0.864
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	1523	1494	0.866
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	1262	1237	0.865
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	1295	1270	0.864
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	1337	1311	0.865
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	1384	1357	0.868
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	17810	17461	0.864

Leyendas

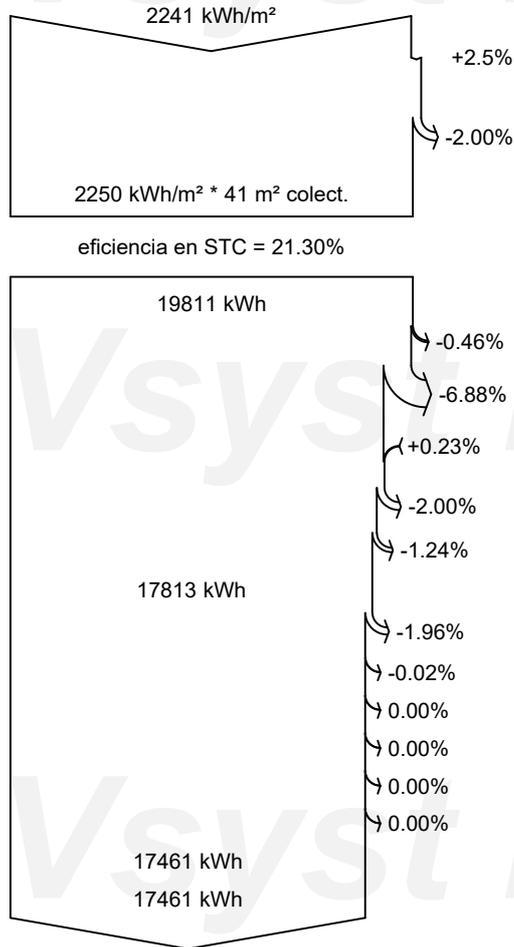
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC3, Fecha de simulación:
04/01/24 23:09
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

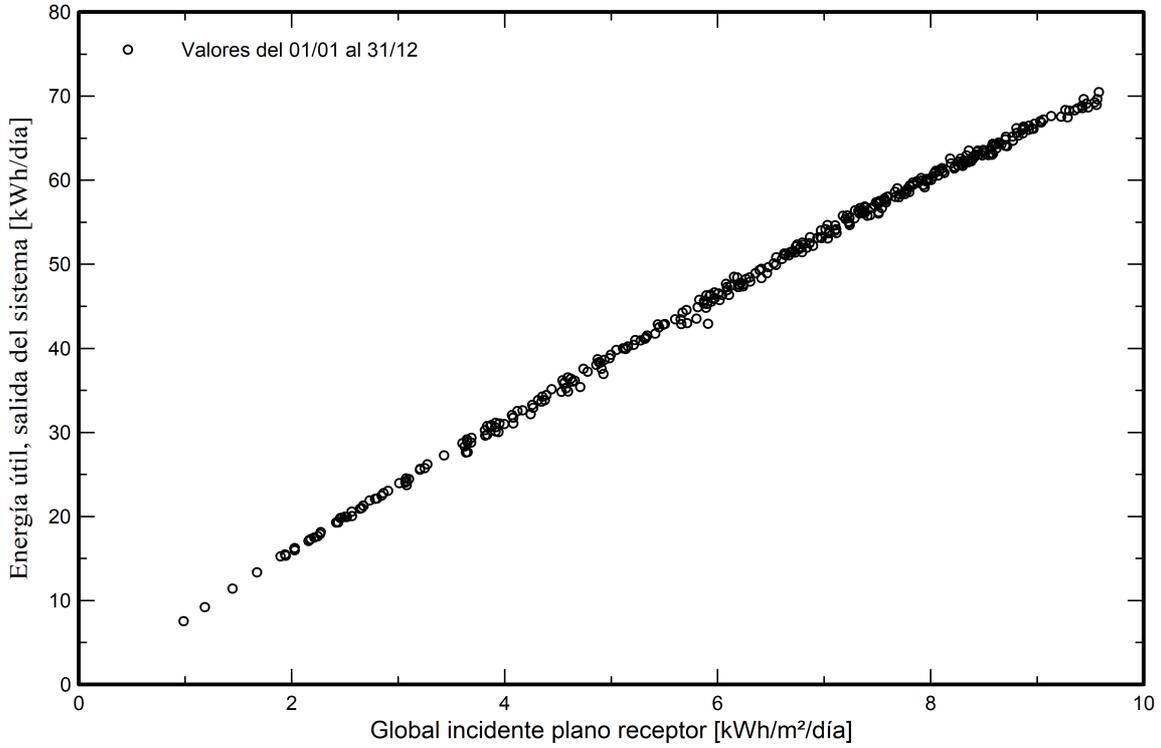


PVsyst V7.4.5

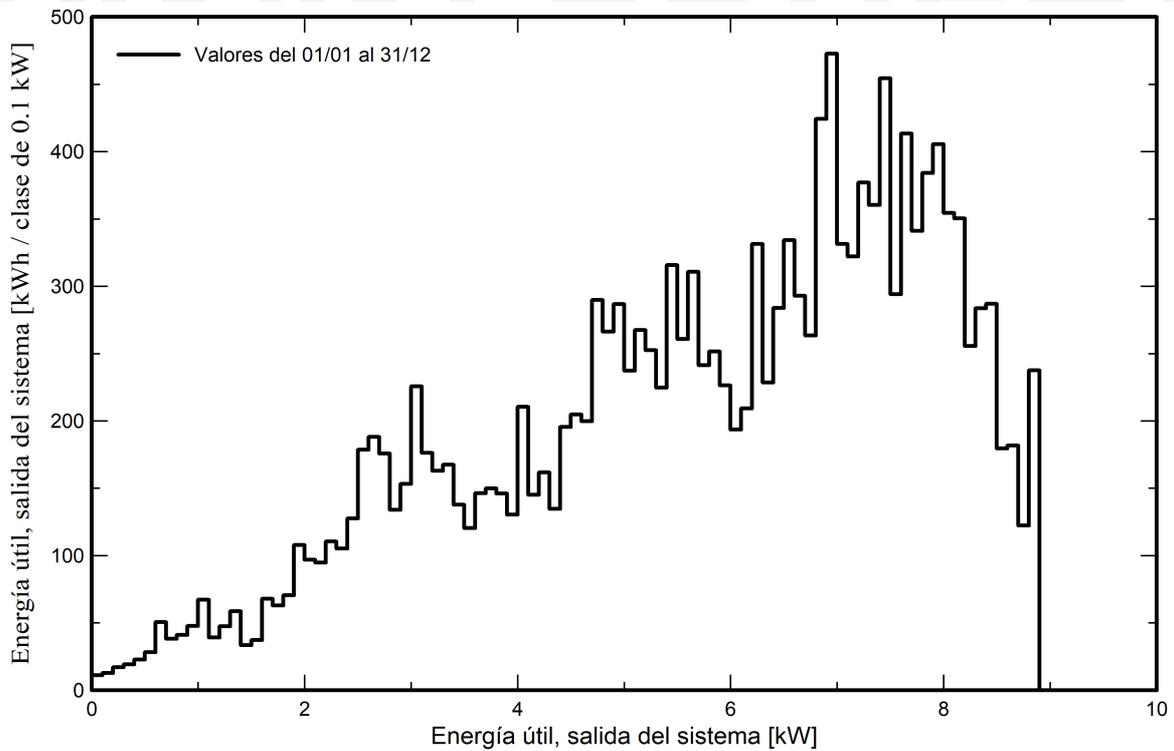
VC3, Fecha de simulación:
04/01/24 23:09
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

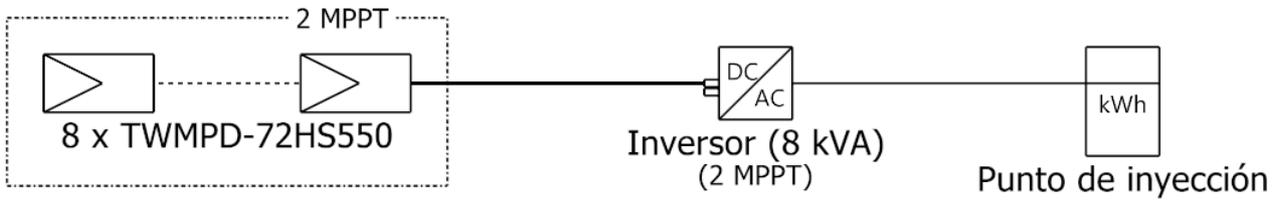




PVsyst V7.4.5

VC3, Fecha de simulación:
04/01/24 23:09
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	HNS8000TL (2022)
Cadena	8 x TWMPD-72HS550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC3 : Variante 8 kW

04/01/24

280

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 9kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 9.90 kWp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 23:21
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 14.9 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 18 unidades Pnom total 9.90 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 9.00 kWca Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 19651.58 kWh/año	Producción específica 1985 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.46 %
------------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 23:21
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 14.9 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	HNS9000TL (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	9.00 kWca
Número de módulos FV	18 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	9.90 kWp	Potencia total	9.0 kWca
Módulos	2 cadena x 9 En series	Voltaje de funcionamiento	70-550 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	9.90 kWca
Pmpp	9.06 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	341 V	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
I mpp	27 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	10 kWp	Potencia total	9 kWca
Total	18 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	46.5 m²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	42.9 m²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 212 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP								
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 23:21
con v7.4.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 19651.58 kWh/año

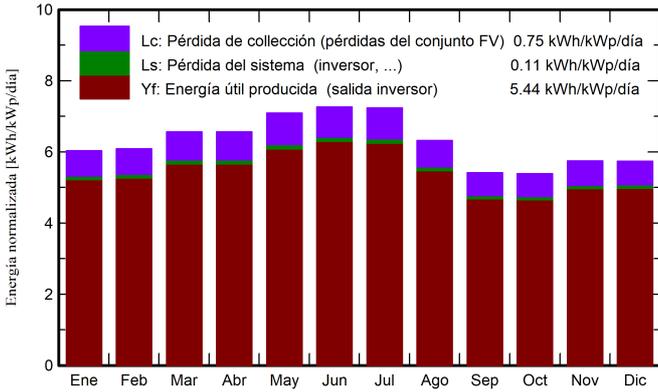
Producción específica

1985 kWh/kWp/año

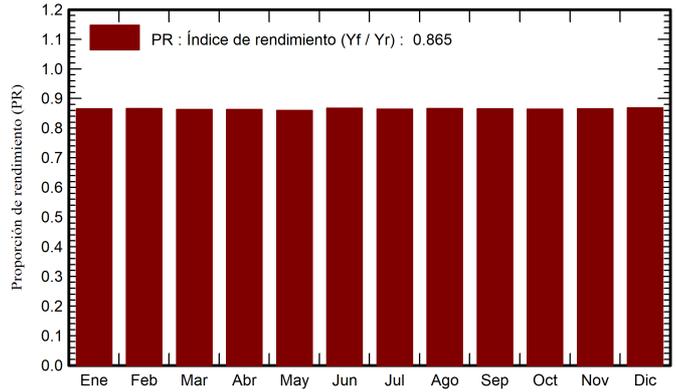
Proporción rend. PR

86.46 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.2	182.4	1634	1603	0.865
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.4	166.8	1490	1461	0.866
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.6	199.6	1773	1740	0.863
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.6	1716	1683	0.863
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.8	216.7	1907	1869	0.859
Junio	187.0	41.15	14.31	218.0	215.1	1907	1871	0.867
Julio	195.3	46.53	14.98	224.2	221.1	1955	1918	0.864
Agosto	179.2	57.28	15.21	195.9	192.4	1713	1680	0.866
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	1420	1392	0.865
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.2	1458	1430	0.864
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.4	167.5	1505	1477	0.865
Diciembre	197.5	84.37	14.51	178.0	172.4	1559	1529	0.868
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	20036	19652	0.865

Leyendas

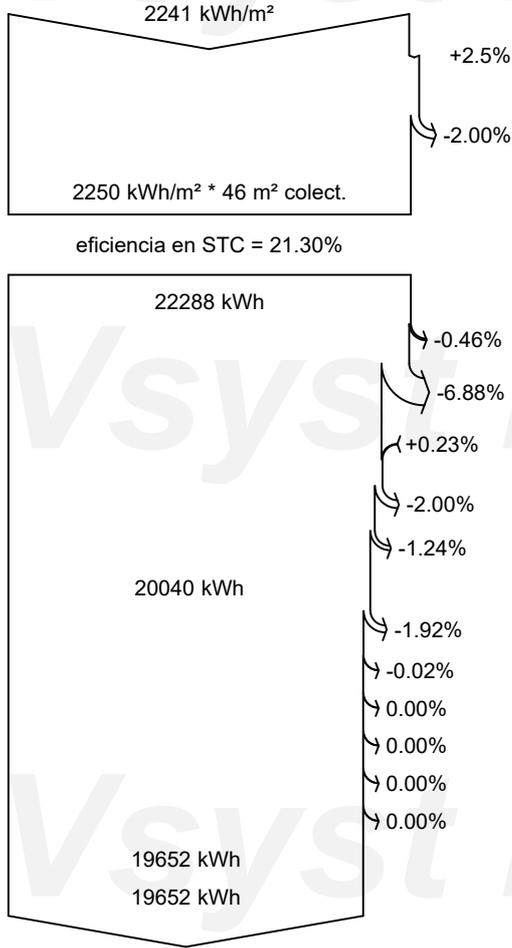
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 23:21
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

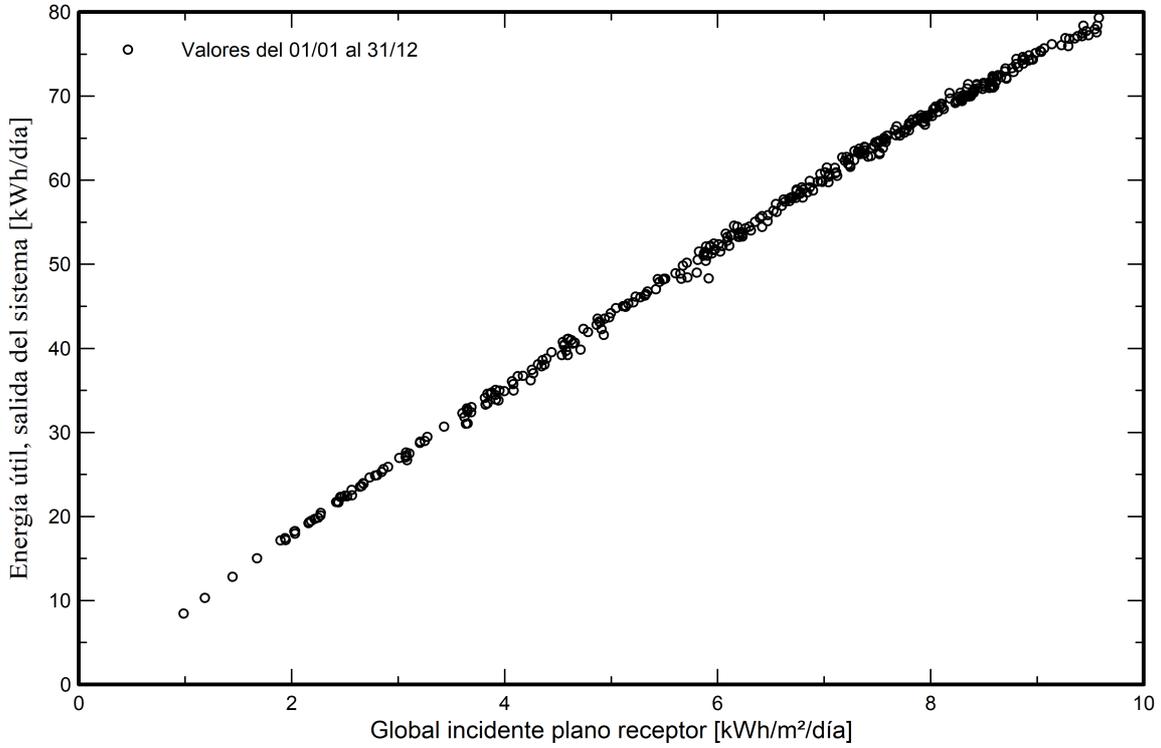


PVsyst V7.4.5

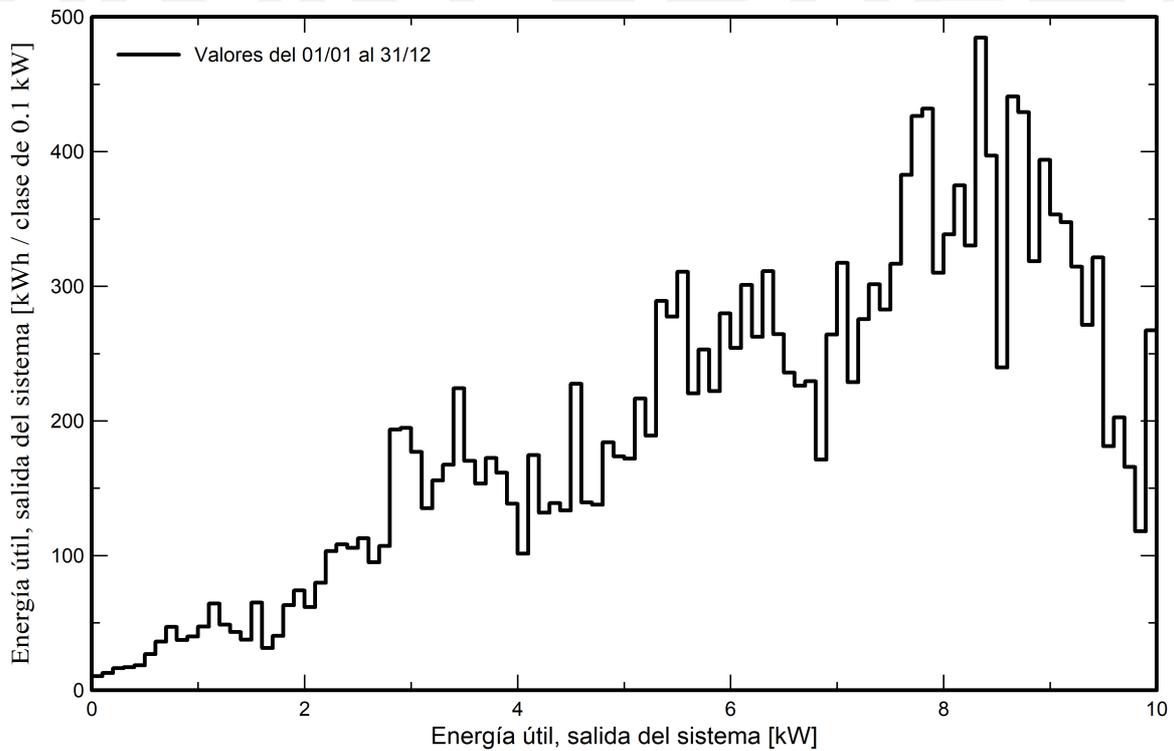
VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 23:21
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

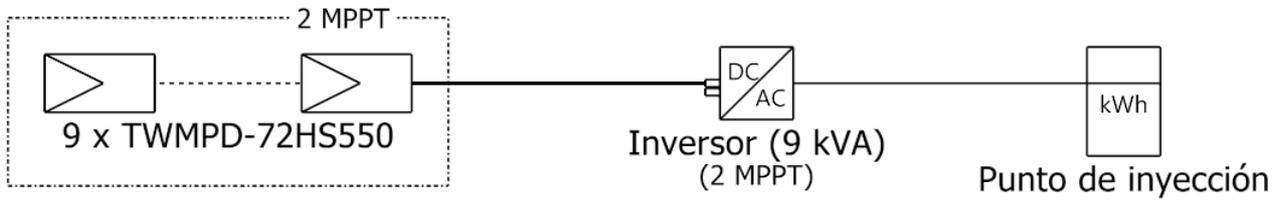




PVsyst V7.4.5

VC2, Fecha de simulación:
04/01/24 23:21
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	HNS9000TL (2022)
Cadena	9 x TWMPD-72HS550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC2 : Variante 9kW

04/01/24

287

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 10 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 11.00 kWp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 23:16
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
La Unión	Latitud -9.83 °S	Albedo 0.20
Peru	Longitud -76.80 °W	
	Altitud 3252 m	
	Zona horaria UTC-5	
Datos meteo		
La Unión		
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras		
Orientación campo FV	Sombreados cercanos		Necesidades del usuario
Plano fijo	Sin sombreados		Carga ilimitada (red)
Inclinación/Azimut 15 / 0 °			
Información del sistema		Inversores	
Generador FV			
Núm. de módulos 20 unidades		Núm. de unidades 1 unidad	
Pnom total 11.00 kWp		Pnom total 10.00 kWca	
		Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 21857 kWh/año	Producción específica 1987 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.55 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 23:16
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinación/Azimut 15 / 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HS550	Modelo	HNS10000TL (2022)
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	10.00 kWca
Número de módulos FV	20 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	11.00 kWp	Potencia total	10.0 kWca
Módulos	2 cadena x 10 En series	Voltaje de funcionamiento	70-550 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>40°C)	11.00 kWca
Pmpp	10.07 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
U mpp	379 V	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
I mpp	27 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	11 kWp	Potencia total	10 kWca
Total	20 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	51.7 m²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	47.7 m²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 235 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo								
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP								
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

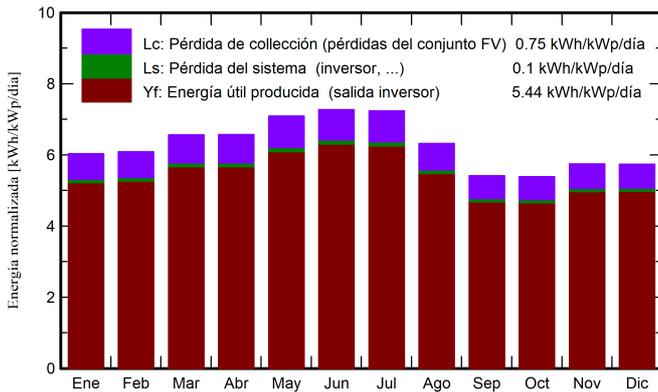
VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 23:16
con v7.4.5

Resultados principales

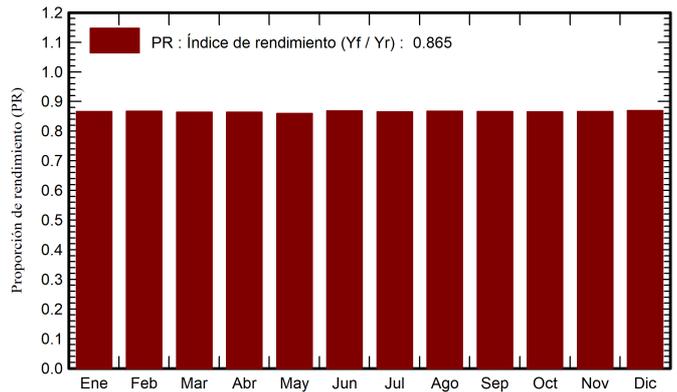
Producción del sistema

Energía producida 21857 kWh/año Producción específica 1987 kWh/kWp/año
Proporción rend. PR 86.55 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.0	182.3	1814	1781	0.866
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.3	166.7	1654	1624	0.867
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.5	199.6	1970	1934	0.864
Abril	185.2	57.14	14.66	197.0	193.7	1907	1872	0.864
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.9	216.8	2120	2080	0.860
Junio	187.0	41.15	14.31	218.1	215.2	2121	2082	0.868
Julio	195.3	46.53	14.98	224.4	221.2	2174	2135	0.865
Agosto	179.2	57.28	15.21	196.0	192.5	1904	1870	0.867
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	1577	1548	0.866
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.1	163.1	1619	1589	0.865
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.3	167.4	1671	1641	0.866
Diciembre	197.5	84.37	14.51	177.8	172.2	1730	1699	0.869
Año	2240.9	780.39	14.83	2295.9	2250.0	22262	21857	0.865

Leyendas

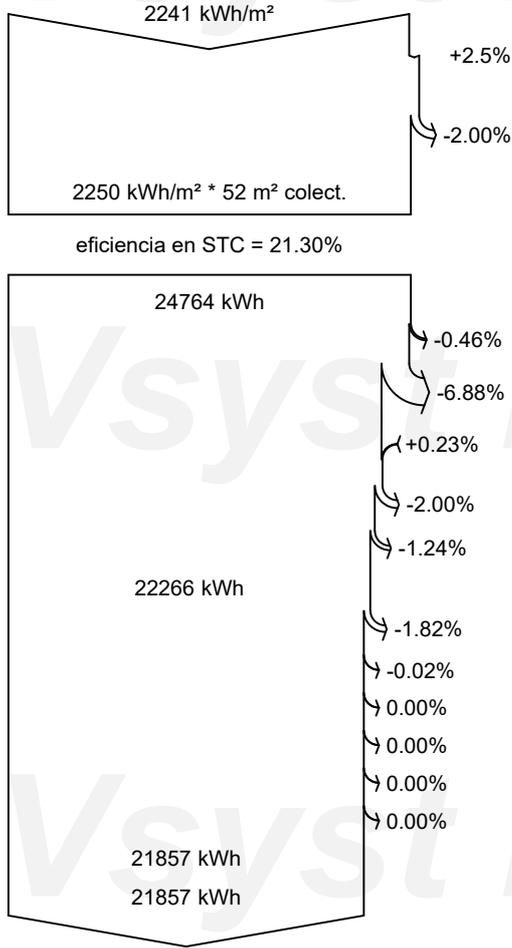
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 23:16
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

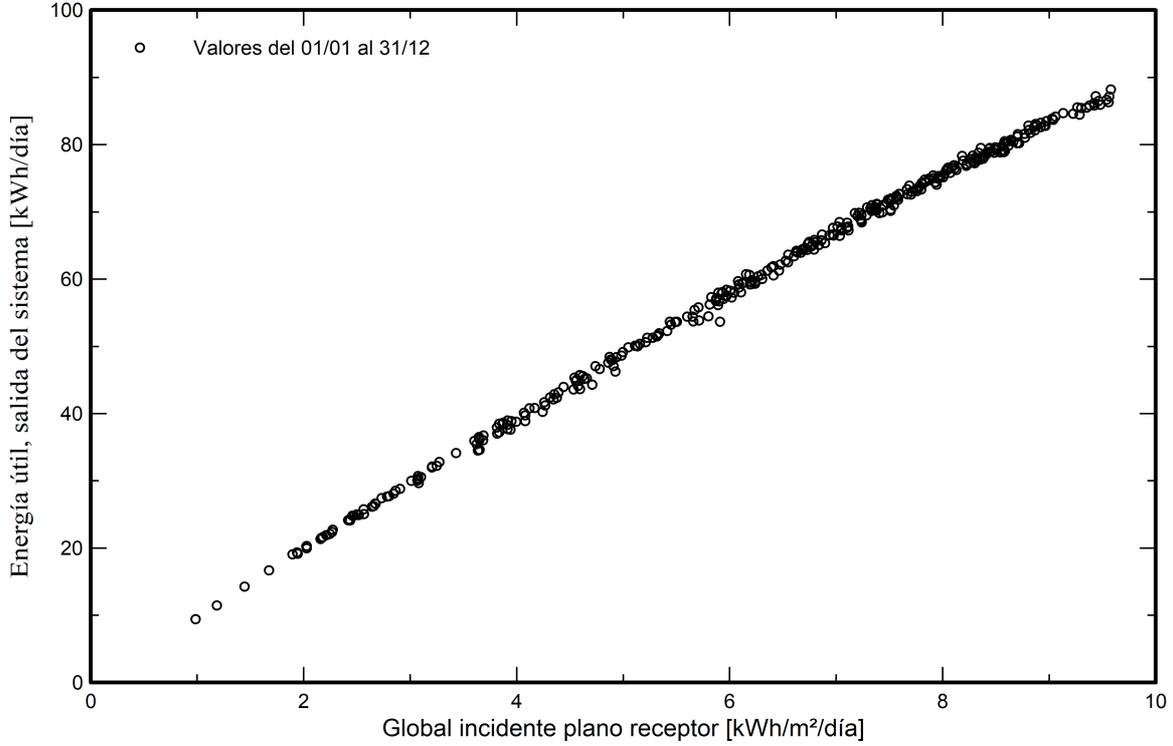


PVsyst V7.4.5

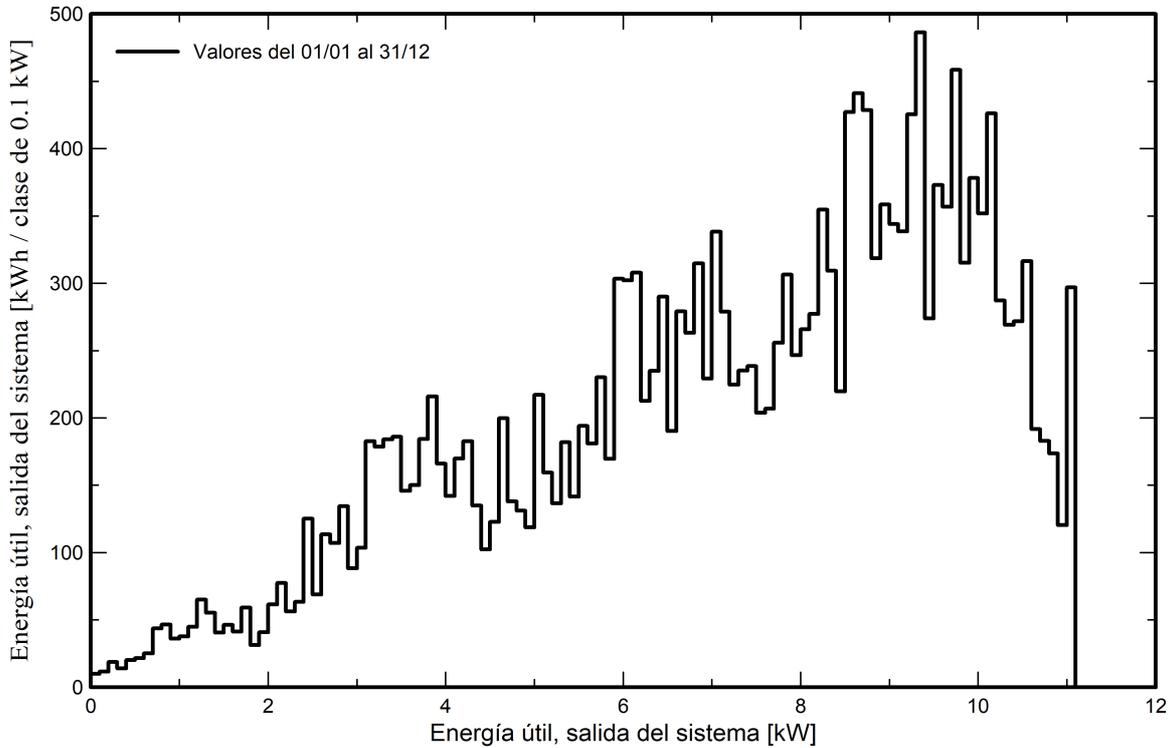
VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 23:16
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

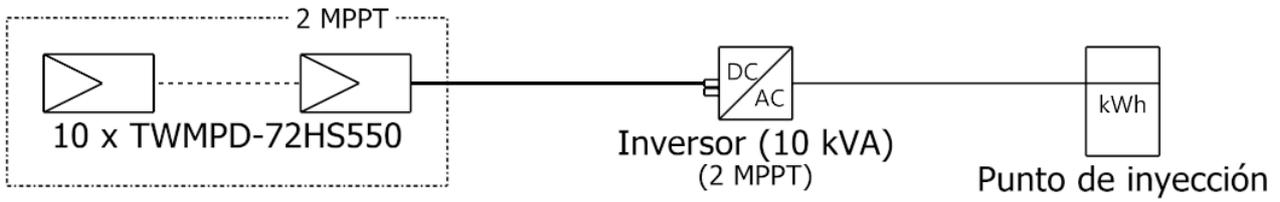




PVsyst V7.4.5

VC1, Fecha de simulación:
04/01/24 23:16
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HS550
Inversor	HNS10000TL (2022)
Cadena	10 x TWMPD-72HS550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC1 : Variante 10 kW

04/01/24

294

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Tesis la Unión 2023 - 2

Variante: Variante 12 kW

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 13.20 kWp

La Unión - Peru



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 23:34
con v7.4.5

Resumen del proyecto

Sitio geográfico La Unión Peru	Situación Latitud -9.83 °S Longitud -76.80 °W Altitud 3252 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo La Unión Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 14.6 / 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Generador FV Núm. de módulos 24 unidades Pnom total 13.20 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 12.00 kWca Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 25292 kWh/año	Producción específica 1916 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 83.45 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos predefinidos	6
Diagrama unifilar	7



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 23:34
con v7.4.5

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación Plano fijo Inclinación/Azimut 14.6 / 0 °	Sin escena 3D definida	Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TWMPD-72HD550	Modelo	PVI-12-I-OUTD-S1-CAN-600
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	12.0 kWca
Número de módulos FV	24 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidad
Nominal (STC)	13.20 kWp	Potencia total	12.0 kWca
Módulos	4 cadena x 6 En series	Voltaje de funcionamiento	120-470 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
Pmpp	12.08 kWp	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
U mpp	228 V		
I mpp	53 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	13 kWp	Potencia total	12 kWca
Total	24 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	62.0 m²	Proporción Pnom	1.10
Área celular	57.2 m²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 71 mΩ	Frac. de pérdida -0.2 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo	Pérdidas de desajuste de cadenas							
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP	Frac. de pérdida 0.2 %							
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000



PVsyst V7.4.5

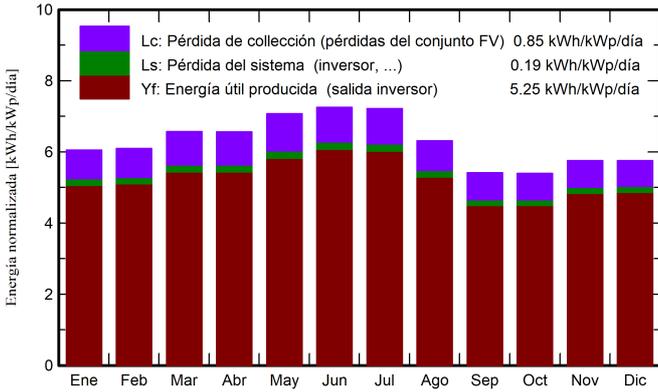
VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 23:34
con v7.4.5

Resultados principales

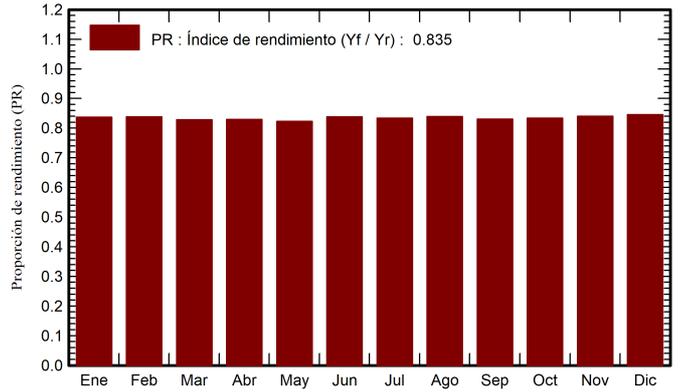
Producción del sistema

Energía producida 25292 kWh/año Producción específica 1916 kWh/kWp/año
Proporción rend. PR 83.45 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	205.0	71.03	14.42	187.6	182.9	2148	2073	0.837
Febrero	178.2	71.79	14.75	170.7	167.0	1955	1887	0.838
Marzo	201.9	74.40	14.39	203.6	199.7	2306	2227	0.828
Abril	185.2	57.14	14.66	196.9	193.5	2232	2154	0.829
Mayo	194.8	54.68	15.42	219.4	216.3	2469	2383	0.823
Junio	187.0	41.15	14.31	217.5	214.5	2489	2405	0.838
Julio	195.3	46.53	14.98	223.7	220.6	2549	2463	0.834
Agosto	179.2	57.28	15.21	195.7	192.2	2244	2167	0.839
Septiembre	158.4	67.04	14.40	162.4	159.4	1847	1781	0.830
Octubre	171.8	78.78	16.00	167.3	163.3	1908	1842	0.834
Noviembre	186.7	76.20	14.88	172.8	167.9	1986	1917	0.841
Diciembre	197.5	84.37	14.51	178.4	172.9	2063	1992	0.846
Año	2240.9	780.39	14.83	2296.0	2250.1	26194	25292	0.835

Leyendas

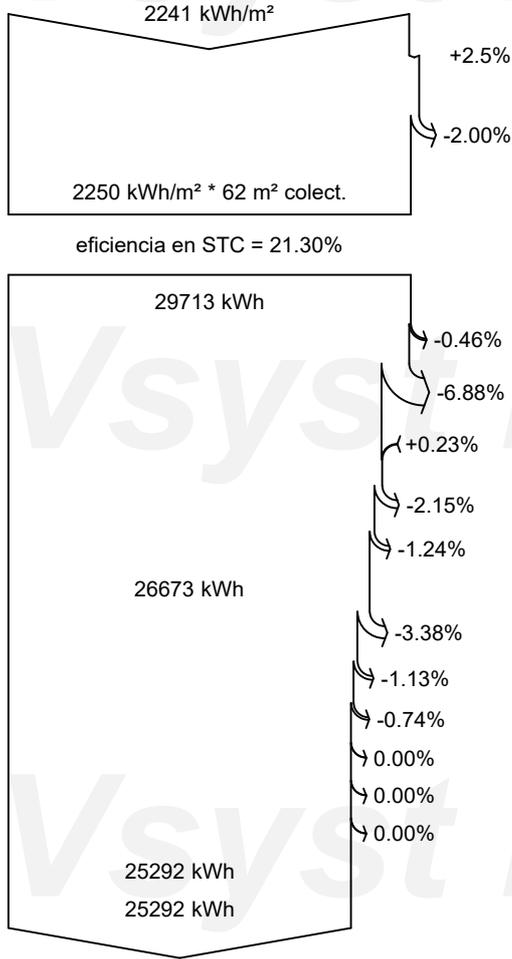
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.4.5

VCO, Fecha de simulación:
04/01/24 23:34
con v7.4.5

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

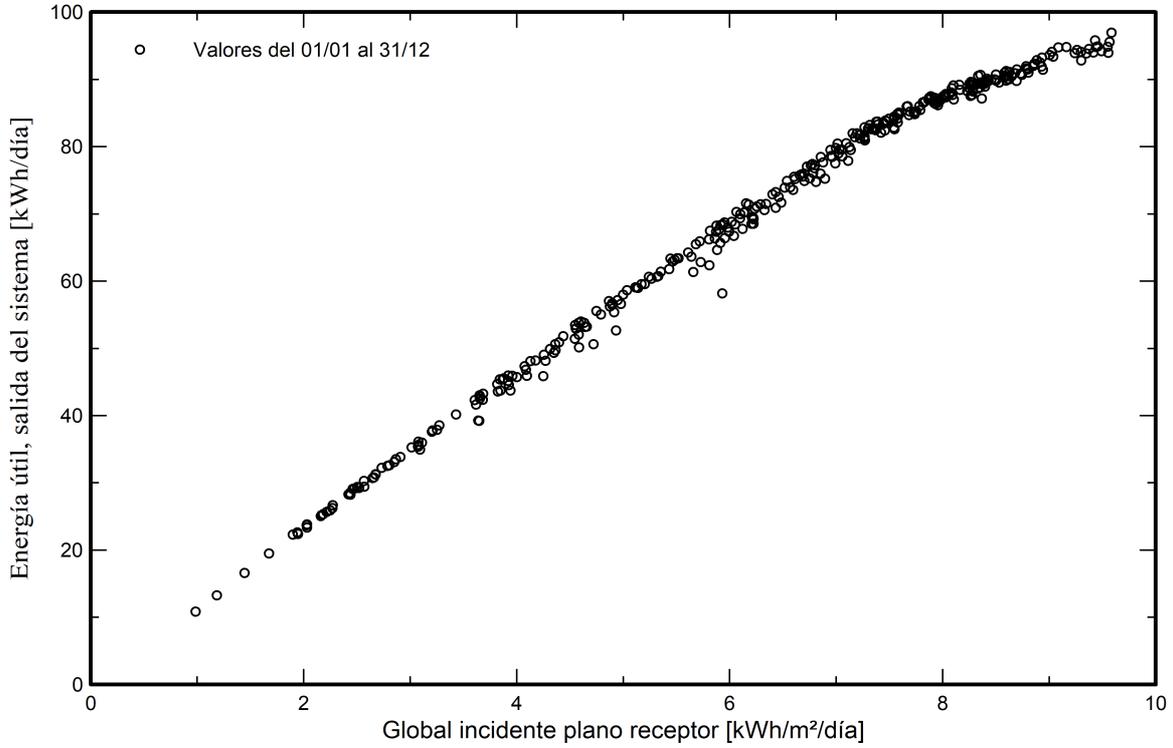


PVsyst V7.4.5

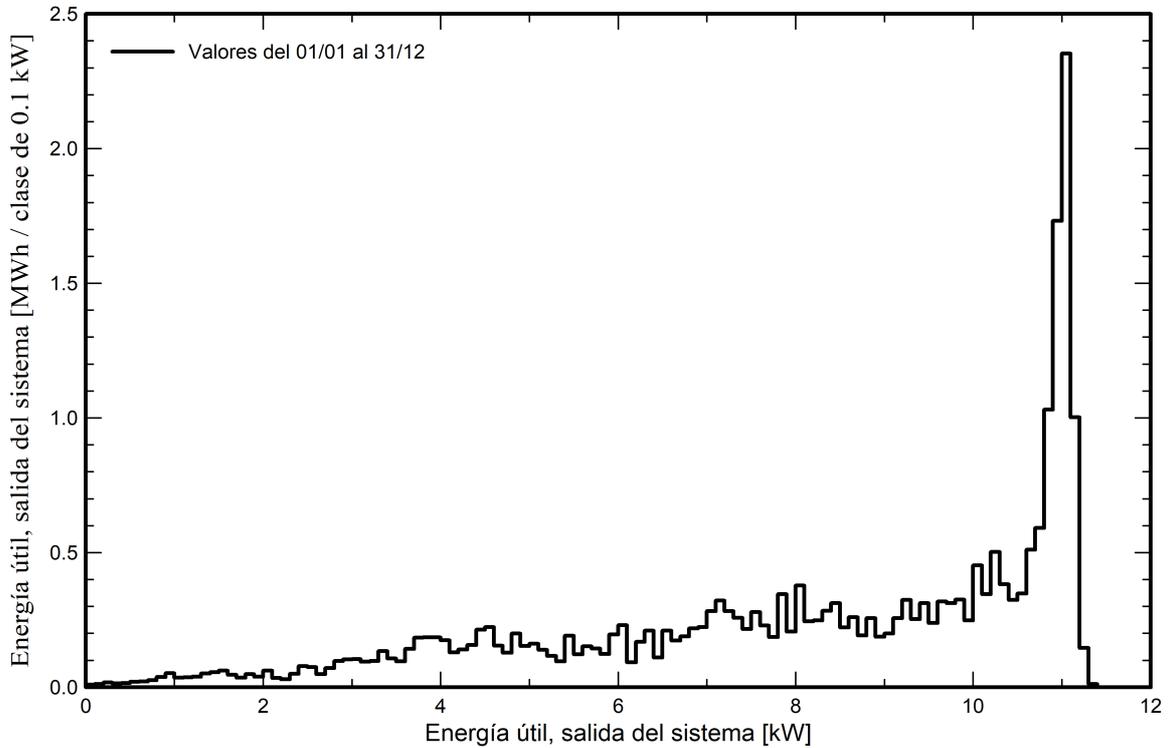
VC0, Fecha de simulación:
04/01/24 23:34
con v7.4.5

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

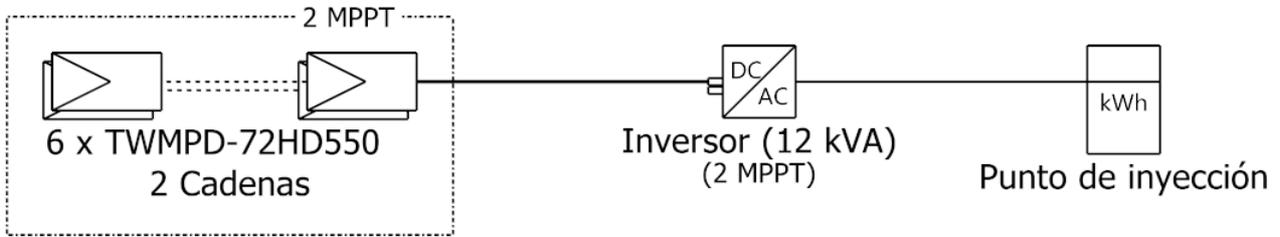




PVsyst V7.4.5

VC0, Fecha de simulación:
04/01/24 23:34
con v7.4.5

Diagrama unifilar



Módulo FV	TWMPD-72HD550
Inversor	PVI-12-I-OUTD-S1-CAN-600
Cadena	6 x TWMPD-72HD550

Tesis la Unión 2023 - 2

VC0 : Variante 12 kW

04/01/24



Módulo FV - TWMPD-72HD550

Fabricante	Generic	Datos comerciales	
Modelo	TWMPD-72HD550	Disponibilidad :	Prod. desde 2023
		Fuente de datos :	Manufacturer 2023

Pnom Potencia STC (fabricante)	550 Wp	Tecnología	Si-mono
Tamaño del módulo (ancho x largo)	1.134 x 2.278 m ²	Área áspera del módulo (Amódulo)	2.58 m ²
Número de células	2 x 72	Área sensible (células) (Acélulas)	2.38 m ²

Especificaciones para el modelo (fabricante o datos de medición)

Temperatura de referencia (TRef)	25 °C	Irradiancia de referencia (GRef)	1000 W/m ²
Voltaje de circuito abierto (Voc)	50.1 V	Corriente de cortocircuito (Isc)	13.88 A
Voltaje del punto de potencia máx. (Vmpp)	42.0 V	Corriente de punto de potencia máx. (Impp)	13.11 A
=> potencia máxima (Pmpp)	550.1 W	Coef. de temp. Isc (mulsc)	6.9 mA/°C

Parámetros de modelo de un diodo

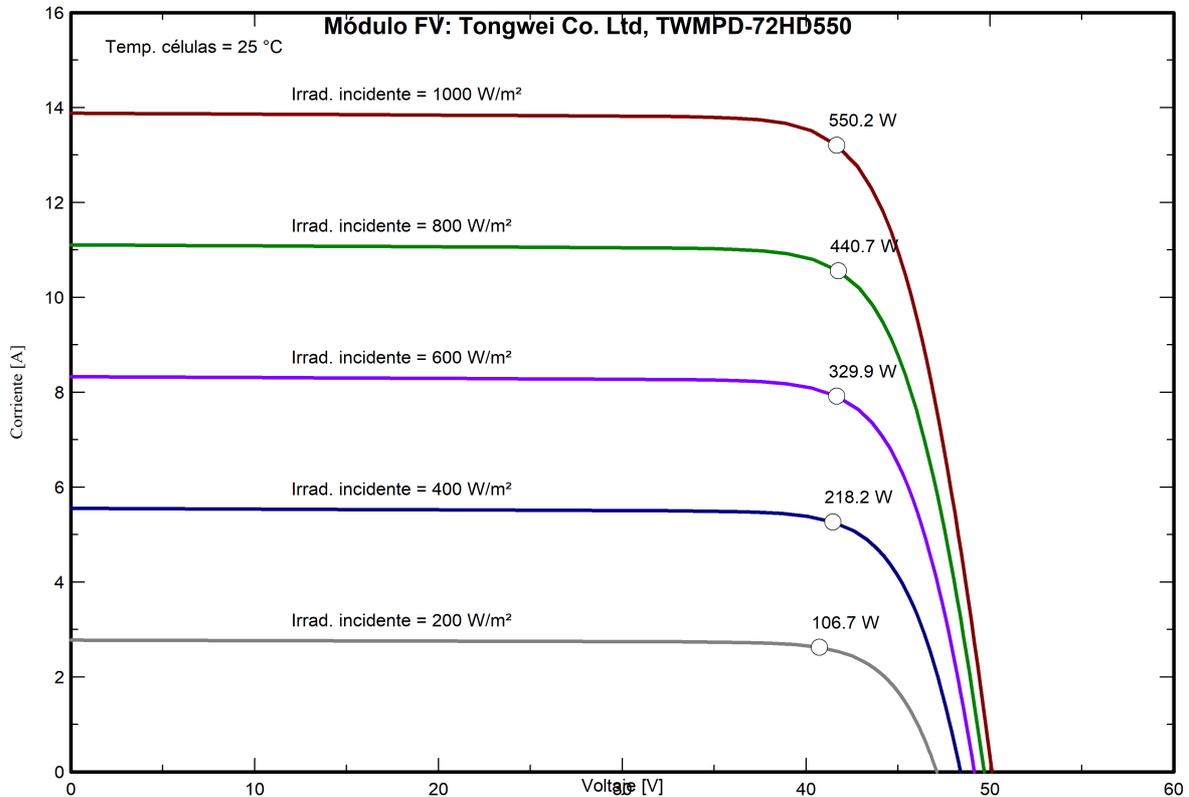
Resistencia derivación (Rderivación)	500 Ω	Corriente saturación diodo (IoRef)	0.023 nA
Resistencia serie (Rserie)	0.20 Ω	Coef. de temp. Voc (MuVoc)	-143 mV/°C
Coef. temp. Pmax especificado (muPMaxR)	-0.34 %/°C	Factor de calidad diodo (Gamma)	1.00
		Factor de diodo temper. coeff. (muGamma)	0.000 1/°C

Parámetros de polarización inversa, para usar en el comportamiento del conjunto FV bajo sombreado parcial o desajuste

Características inversas (oscuro) (BRev)	3.20 mA/V ²	(factor cuadrático (por célula))	
Número de diodos de derivación por módulo	3	Voltaje directo de diodos de derivación	-0.7 V

Resultados del modelo para las condiciones estándar (STC: T=25 °C, G=1000 W/m², AM=1.5)

Voltaje del punto de potencia máx. (Vmpp)	41.7 V	Corriente de punto de potencia máx. (Impp)	13.26 A
Potencia máxima (Pmpp)	550.2 Wp	Coef. de temp. de potencia (muPmpp)	-0.34 %/°C
Eficiencia(/ Área módulo) (Efic_mód.)	21.3 %	Factor de forma (FF)	0.791
Eficiencia(/ Área células) (Efic_cél.)	23.1 %		





Inversor - HNS10000TL (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS10000TL (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022 Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 °, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 370 mm
Altura: 510 mm
Profundidad: 167 mm
Peso: 19.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	10.5 kW
Voltaje MPP mínimo (V _{mín})	70 V	Potencia FV máxima (P _{máx} CC)	14.0 kW
Voltaje MPP máximo (V _{máx})	550 V	Umbral de potencia (P _{thresh.})	50 W
Voltaje FV máx. absoluto (V _{máx} conjunto)	600 V		
Voltaje mín. para PNom (V _{mín} @PNom)	220 V		

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT: 2 Comportamiento en V_{mín}/V_{máx}: Corte

Características de salida (Lado de red CA)

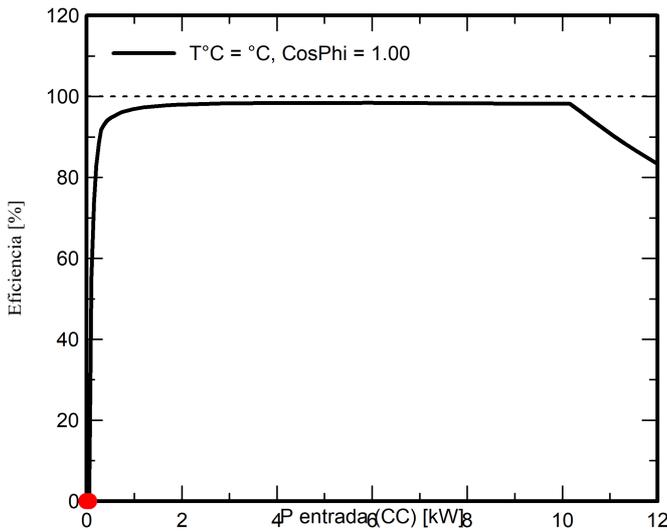
Voltaje de red (I _{máx})	Monofásico 230 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	10.0 kWca
Frecuencia de la red	50/60 Hz	Potencia CA máxima (P _{máx} CA)	11.0 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	44.0 A
		Corriente CA máxima (Imáx CA)	50.0 A

Eficiencia máxima: 98.4 %
Eficiencia media europea: 98.1 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Esto es una exigencia contractual del fabricante. Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS9000TL (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS9000TL (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022 Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 °C, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 370 mm
Altura: 510 mm
Profundidad: 167 mm
Peso: 19.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	9.3 kW
Voltaje MPP mínimo (Vmín)	70 V	Potencia FV máxima (Pmáx CC)	12.6 kW
Voltaje MPP máximo (Vmáx)	550 V	Umbral de potencia (Pthresh.)	45 W
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto)	600 V		
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom)	220 V		

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT: 2 Comportamiento en Vmín/Vmáx: Corte

Características de salida (Lado de red CA)

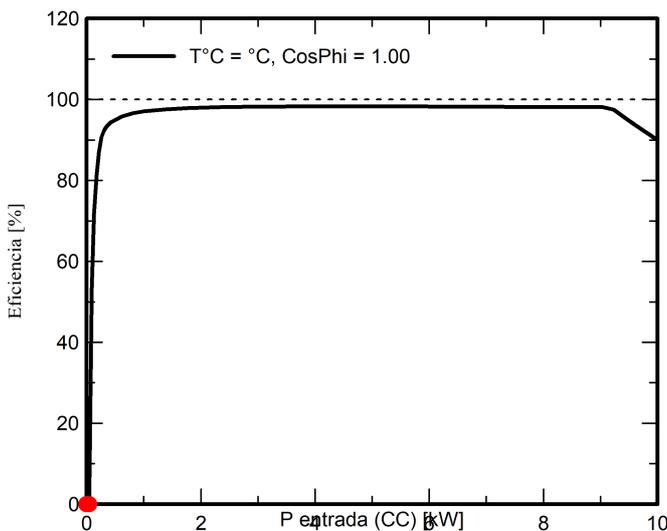
Voltaje de red (Imáx)	Monofásico 230 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	9.0 kWca
Frecuencia de la red	50/60 Hz	Potencia CA máxima (Pmáx CA)	9.9 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	39.2 A
		Corriente CA máxima (Imáx CA)	45.0 A

Eficiencia máxima: 98.3 %
Eficiencia media europea: 98.0 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS8000TL (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS8000TL (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022
Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 ?, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 370 mm
Altura: 510 mm
Profundidad: 167 mm
Peso: 17.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo: MPPT
Voltaje MPP mínimo (Vmín): 70 V
Voltaje MPP máximo (Vmáx): 550 V
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto): 600 V
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom): 220 V
Potencia FV nominal (Pnom CC): 8.3 kW
Potencia FV máxima (Pmáx CC): 11.2 kW
Umbral de potencia (Pthresh.): 40 W

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT: 2
Comportamiento en Vmín/Vmáx: Corte
Comportamiento en Pnom: Limitación

Características de salida (Lado de red CA)

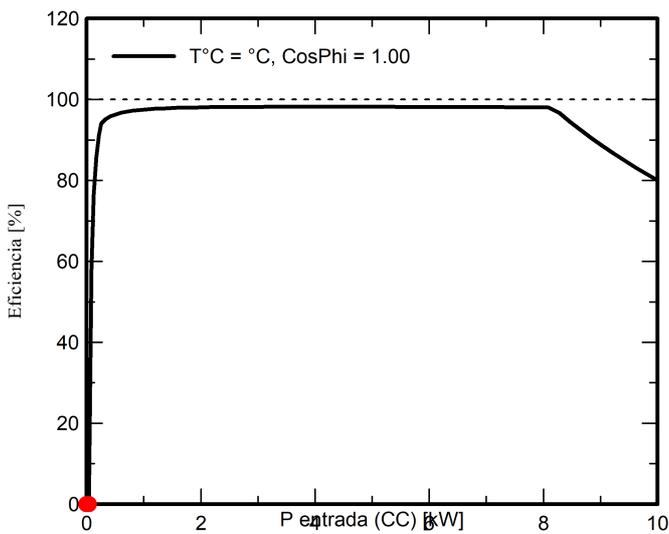
Voltaje de red (Imáx): Monofásico 230 V
Frecuencia de la red: 50/60 Hz
Potencia de CA nominal (Pnom CA): 8.0 kWca
Potencia CA máxima (Pmáx CA): 8.8 kWca
Corriente CA nominal (Inom CA): 35.0 A
Corriente CA máxima (Imáx CA): 38.3 A

Eficiencia máxima: 98.2 %
Eficiencia media europea: 98.0 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada.
Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS5000TL (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS5000TL (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022
Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 ?, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 370 mm
Altura: 350 mm
Profundidad: 142 mm
Peso: 11.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo: MPPT
Voltaje MPP mínimo (Vmín): 70 V
Voltaje MPP máximo (Vmáx): 550 V
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto): 600 V
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom): 180 V
Potencia FV nominal (Pnom CC): 5.2 kW
Potencia FV máxima (Pmáx CC): 7.0 kW
Umbral de potencia (Pthresh.): 40 W

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT: 2
Comportamiento en Vmín/Vmáx: Corte
Comportamiento en Pnom: Limitación

Características de salida (Lado de red CA)

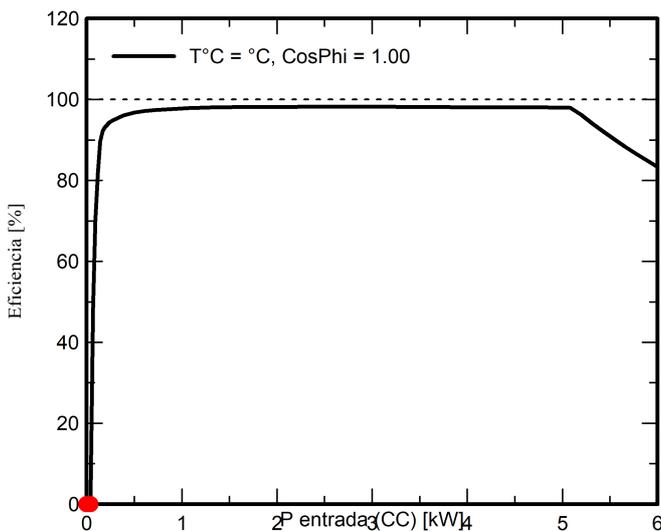
Voltaje de red (Imáx): Monofásico 230 V
Frecuencia de la red: 50/60 Hz
Potencia de CA nominal (Pnom CA): 5.0 kWca
Potencia CA máxima (Pmáx CA): 5.5 kWca
Corriente CA nominal (Inom CA): 21.8 A
Corriente CA máxima (Imáx CA): 24.0 A

Eficiencia máxima: 98.2 %
Eficiencia media europea: 97.9 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada.
Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS4000TL (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS4000TL (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022 Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 °C, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 370 mm
Altura: 350 mm
Profundidad: 142 mm
Peso: 11.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	4.2 kW
Voltaje MPP mínimo (Vmín)	70 V	Potencia FV máxima (Pmáx CC)	6.0 kW
Voltaje MPP máximo (Vmáx)	550 V	Umbral de potencia (Pthresh.)	40 W
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto)	600 V		
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom)	145 V		

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT: 2 Comportamiento en Vmín/Vmáx: Corte

Comportamiento en Pnom: Limitación

Características de salida (Lado de red CA)

Voltaje de red (Imáx)	Monofásico 230 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	4.0 kWca
Frecuencia de la red	50/60 Hz	Potencia CA máxima (Pmáx CA)	4.4 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	17.4 A
		Corriente CA máxima (Imáx CA)	20.0 A

Eficiencia máxima: 98.2 %
Eficiencia media europea: 97.9 %

Observaciones y Características técnicas

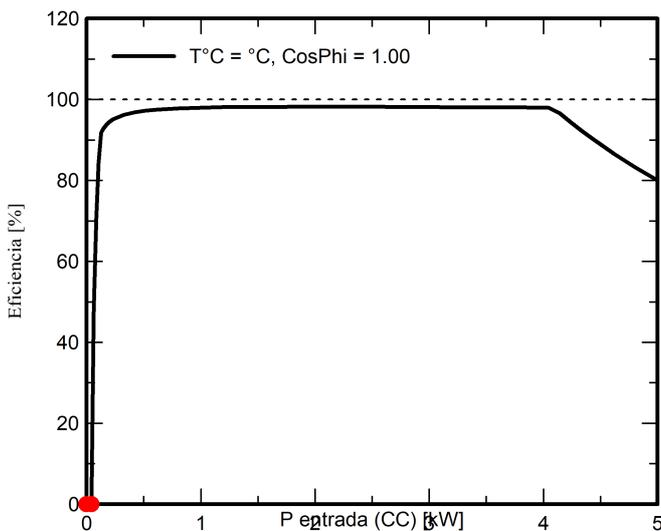
La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Esto es una exigencia contractual del fabricante.

Monitoreo de aislamiento de conjunto

Interruptor de CC interno

Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS3000TL-1 (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS3000TL-1 (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022 Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 ?, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 280 mm
Altura: 260 mm
Profundidad: 116 mm
Peso: 6.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	3.1 kW
Voltaje MPP mínimo (Vmín)	50 V	Potencia FV máxima (Pmáx CC)	4.2 kW
Voltaje MPP máximo (Vmáx)	500 V	Umbral de potencia (Pthresh.)	30 W
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto)	500 V		
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom)	220 V		
Comportamiento en Vmín/Vmáx	Corte		
Comportamiento en Pnom	Limitación		

Características de salida (Lado de red CA)

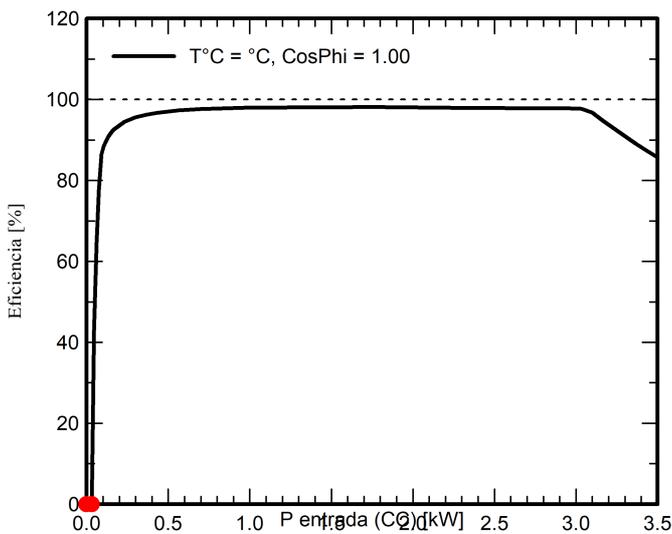
Voltaje de red (Imáx)	Monofásico 230 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	3.0 kWca
Frecuencia de la red	50/60 Hz	Potencia CA máxima (Pmáx CA)	3.3 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	13.1 A
		Corriente CA máxima (Imáx CA)	15.0 A

Eficiencia máxima: 98.1 %
Eficiencia media europea: 97.6 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS2000TL-1 (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS2000TL-1 (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022 Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 ?, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 280 mm
Altura: 260 mm
Profundidad: 116 mm
Peso: 6.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	2.1 kW
Voltaje MPP mínimo (Vmín)	50 V	Potencia FV máxima (Pmáx CC)	3.0 kW
Voltaje MPP máximo (Vmáx)	500 V	Umbral de potencia (Pthresh.)	30 W
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto)	500 V		
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom)	145 V		
Comportamiento en Vmín/Vmáx	Corte		
Comportamiento en Pnom	Limitación		

Características de salida (Lado de red CA)

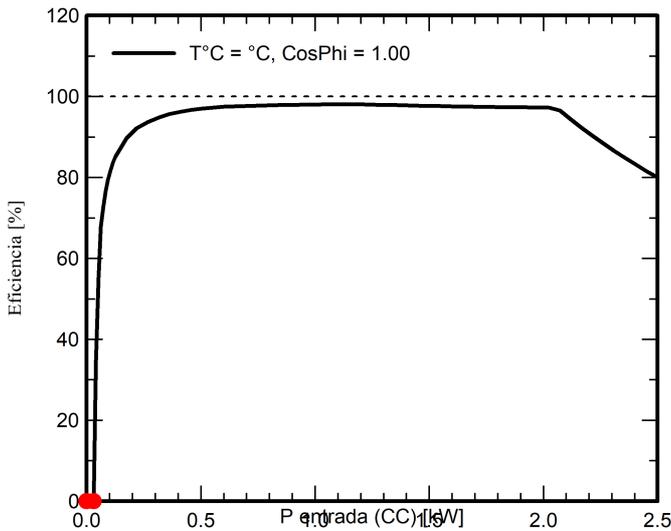
Voltaje de red (Imáx)	Monofásico 230 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	2.0 kWca
Frecuencia de la red	50/60 Hz	Potencia CA máxima (Pmáx CA)	2.2 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	8.7 A
		Corriente CA máxima (Imáx CA)	12.0 A

Eficiencia máxima: 98.1 %
Eficiencia media europea: 96.8 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Esto es una exigencia contractual del fabricante. Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - HNS1000TL-1 (2022)

Fabricante: Generic
Modelo: HNS1000TL-1 (2022)

Datos comerciales

Disponibilidad: Prod. desde 2022 Fuente de datos: Manufacturer 2022

Observaciones

Tecnología:
Protección: - 20 to 60 ?, IP65
Control:
RS485 / Wifi / Wire ethernet / GRPS (optional)

Tamaños

Anchura: 280 mm
Altura: 260 mm
Profundidad: 116 mm
Peso: 6.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	1.0 kW
Voltaje MPP mínimo (V _{mín})	50 V	Potencia FV máxima (P _{máx} CC)	1.5 kW
Voltaje MPP máximo (V _{máx})	500 V	Umbral de potencia (P _{thresh.})	20 W
Voltaje FV máx. absoluto (V _{máx} conjunto)	500 V		
Voltaje mín. para PNom (V _{mín} @PNom)	70 V		
Comportamiento en V _{mín} /V _{máx}	Corte		
Comportamiento en Pnom	Limitación		

Características de salida (Lado de red CA)

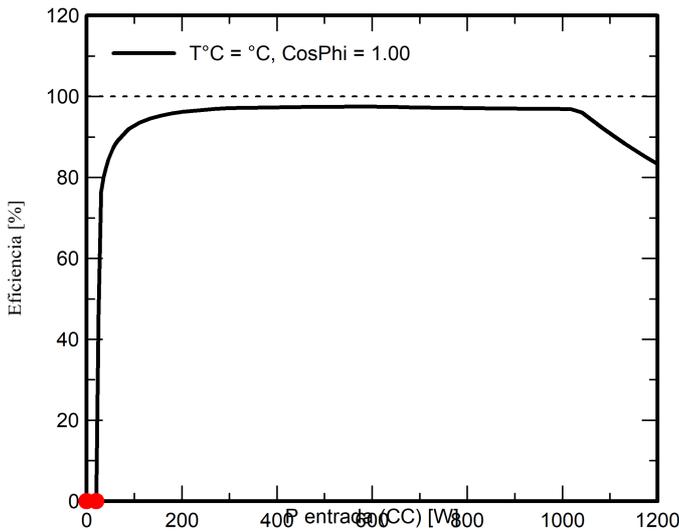
Voltaje de red (I _{máx})	Monofásico 230 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	1.0 kWca
Frecuencia de la red	50/60 Hz	Potencia CA máxima (P _{máx} CA)	1.1 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	4.4 A
		Corriente CA máxima (I _{máx} CA)	6.0 A

Eficiencia máxima: 97.5 %
Eficiencia media europea: 96.6 %

Observaciones y Características técnicas

La potencia nominal del conjunto debe ser inferior a la potencia máxima FV. La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Esto es una exigencia contractual del fabricante.
Monitoreo de aislamiento de conjunto
Interruptor de CC interno
Ajuste de desconexión de voltaje de salida

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada





Inversor - PVI-6000-OUTD-US (208V)

Fabricante Generic
 Modelo PVI-6000-OUTD-US (208V)

Datos comerciales

Disponibilidad : Prod. desde 2007 a 2017 Fuente de datos : Manufacturer 2015

Observaciones

Tecnología: IGBT, Transformerless, requires floating array
 Protección: IP 65 - NEMA 4X
 Control: LCD 2 lines, RS485
 Programmable Vgrid =[208, 240V (split ph), 277V]
 For unit without DC switch, remove [-S] suffix from model number shown
 Previously Power-One

Tamaños

Anchura 325 mm
 Altura 1052 mm
 Profundidad 222 mm
 Peso 27.00 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo	MPPT	Potencia FV nominal (Pnom CC)	6.3 kW
Voltaje MPP mínimo (Vmín)	120 V	Umbral de potencia (Pthresh.)	30 W
Voltaje MPP máximo (Vmáx)	530 V		
Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto)	600 V		
Voltaje mín. para PNom (Vmín@PNom)	200 V		

Inversor "String" con protecciones de entrada

Núm. entradas de cadena 4
 Comportamiento en Vmín/Vmáx Limitación
 Comportamiento en Pnom Limitación

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT 2

Características de salida (Lado de red CA)

Voltaje de red (Imáx)	Monofásico 208 V	Potencia de CA nominal (Pnom CA)	6.0 kWca
Frecuencia de la red	60 Hz	Potencia CA máxima (Pmáx CA)	6.0 kWca
		Corriente CA nominal (Inom CA)	28.9 A
		Corriente CA máxima (Imáx CA)	30.0 A

Eficiencia definida para 3 voltajes

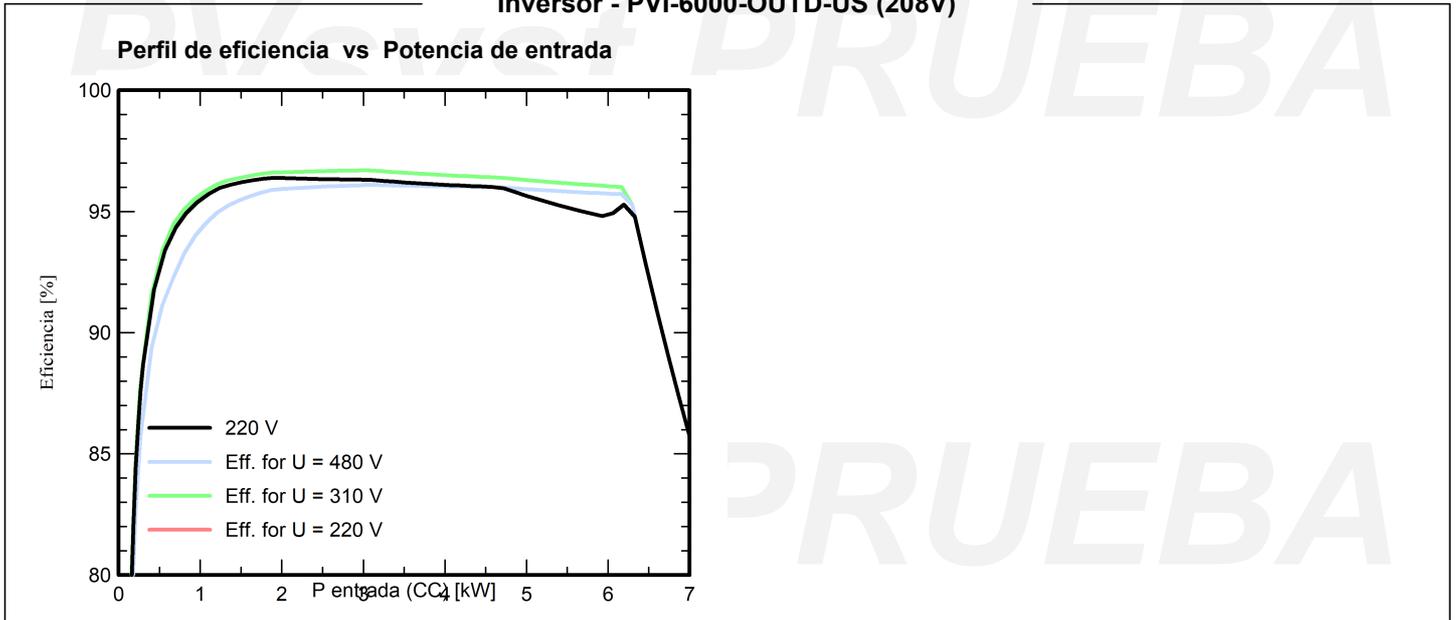
	V	Eficiencia máxima	Eficiencia media europea
		%	%
Bajo voltaje	220	96.4	95.8
Voltaje medio	310	96.7	96.1
Alto voltaje	480	96.1	95.4

Observaciones y Características técnicas

La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada. Mínimo de aislamiento de conjunto
 Esto es una exigencia contractual del fabricante. Interruptor de CC interno
 Ajuste de desconexión de voltaje de salida



Inversor - PVI-6000-OUTD-US (208V)





Inversor - PVI-12-I-OUTD-S1-CAN-600

Fabricante Generic
 Modelo PVI-12-I-OUTD-S1-CAN-600

Datos comerciales

Disponibilidad : Prod. desde 2010 a 2015 Fuente de datos : Manufacturer 2015

Observaciones

Tecnología: IGBT, HF transformer isolated
 Protección: IP 65 - NEMA 4X
 Control: LCD 2 lines, RS485
 480V, 3Ø/4W grid connection
 for unit w/o DC switch, remove [-S1] from model number shown
 for unit w/AC and DC switch, change [-S1] to [-S2]
 Connect up to 6 strings with switchbox combiner

Tamaños

Anchura 645 mm
 Altura 958 mm
 Profundidad 222 mm
 Peso 48.50 kg

Características de entrada (lado del generador FV)

Modo operativo MPPT Umbral de potencia (Pthresh.) 60 W
 Voltaje MPP mínimo (Vmín) 120 V
 Voltaje MPP máximo (Vmáx) 470 V
 Voltaje FV máx. absoluto (Vmáx conjunto) 520 V
 Voltaje mín. para PNom (Vmín@Pnom) 250 V

Inversor "String" con protecciones de entrada

Núm. entradas de cadena 6
 Comportamiento en Vmín/Vmáx Limitación
 Comportamiento en Pnom Limitación

Multi capacidad MPPT

Número de entradas MPPT 2

Características de salida (Lado de red CA)

Voltaje de red (Imáx) Trifásico 600 V Potencia de CA nominal (Pnom CA) 12 kWca
 Frecuencia de la red 60 Hz Potencia CA máxima (Pmáx CA) 12 kWca
 Corriente CA nominal (Inom CA) 12 A
 Corriente CA máxima (Imáx CA) 12 A

Eficiencia definida para 3 voltajes

	V	Eficiencia máxima	Eficiencia media europea
		%	%
Bajo voltaje	250	97.0	96.3
Voltaje medio	370	97.3	96.6
Alto voltaje	416	97.3	96.6

Observaciones y Características técnicas

La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada mínima de aislamiento de conjunto
 Esto es una exigencia contractual del fabricante.

- Interrupción de aislamiento de conjunto
- Interrupción de CC interno
- Interrupción de CA interno
- Ajuste de desconexión de voltaje de salida



Inversor - PVI-12-I-OUTD-S1-CAN-600

