



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS
ESCENARIOS DE DEMANDA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**PROPUESTA TECNOLÓGICA PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTORES:

Alexander Daniel Cruz Loya
Wilson Guillermo Uribe Veintimilla

TUTOR:

ING. MsC. LUIS ROLANDO CRUZ PANCHI

Latacunga-Ecuador

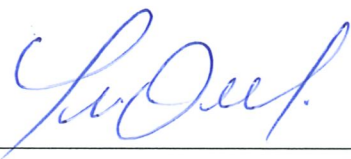
2025

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **ALEXANDER DANIEL CRUZ LOYA, WILSON GUILLERMO URIBE VEINTIMILLA**, declaramos ser autores del proyecto de titulación "**ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA**", siendo el ING. MsC. Luis Rolando Cruz Panchi tutora del presente trabajo de titulación; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certificamos que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo de titulación, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Latacunga, 01 de agosto del 2025



Alexander Daniel Cruz Loya

CI:172053394-0



Wilson Guillermo Uribe Veintimilla

CI: 172606918-8

AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: " ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ", propuesto por los estudiantes ALEXANDER DANIEL CRUZ LOYA , WILSON GUILLERMO URIBE VEINTIMILLA, de la Carrera de INGENIERÍA ELÉCTRICA considero que dicho proyecto de titulación cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos al tribunal de lectores.

Latacunga, agosto del 2025



Ing. Luis Rolando Cruz Panchi

TUTOR

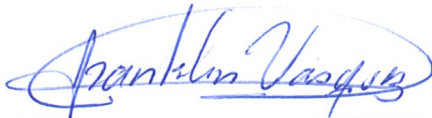
Latacunga, 29 de Julio del 2025

AVAL DE APROBACIÓN DE LECTORES

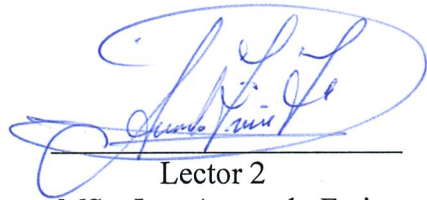
Cumpliendo con el Reglamento de Titulación de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de Lectores de Tribunal de Proyecto de Investigación con el Título “ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ”, propuesto por los estudiantes Cruz Loya Daniel Alexander y Uribe Veintimilla Wilson Guillermo de la Carrera de Electricidad, me permito indicar que el o la estudiante ha concluido todas las observaciones y realizado las correcciones señaladas por el Tribunal de Lectores, además de validar el funcionamiento de la propuesta, por lo cual presentamos el Aval de aprobación del Proyecto de Titulación correspondiente a la modalidad propuesta tecnológica en virtud de lo cual el o la postulante puede presentarse a la Defensa de su Proyecto de Titulación.

Particular que pongo en su conocimiento para los fines legales pertinentes.

Atentamente,



Lector 1 (Presidente)
MSc. Ing. Franklin Vásquez
CC: 171043449.7



Lector 2
MSc. Ing. Armando Freire
CC: 0503842833



Lector 3
MSc. Ing. Mauricio Mullo
CC: 0503755183



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.”** presentado por: Alexander Daniel Cruz Loya y Wilson Guillermo Uribe Veintimilla, egresados de la Carrera de: **Ingeniería Eléctrica**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, Agosto 4 del 2025.

Atentamente,

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CC: 0502666514



AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios, por ser mi guía en cada momento de este proceso. Por darme fuerza cuando sentí flaquear, claridad cuando la duda me invadía, y paz en los momentos de incertidumbre. Sin Su presencia en mi vida, este logro no habría sido posible.

A mi familia, por estar siempre presente con su amor, comprensión y palabras de aliento. Gracias por su paciencia en los días de ausencia, por motivarme a continuar y por creer en mí incluso cuando yo dudaba. Su apoyo emocional fue esencial para que hoy este sueño se haga realidad.

Expreso también mi sincero agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por brindarme una formación académica de calidad y un espacio para crecer como profesional y como ser humano. A los docentes que me guiaron, a los compañeros que compartieron este camino y a la institución que abrió sus puertas a mi desarrollo, gracias.

Alexander Daniel Cruz Loya

AGRADECIMIENTO

Durante esta etapa, que no fue fácil pero que enfrenté con perseverancia paso a paso, como quien avanza firme hasta conquistar un gran terreno, me complace expresar mi agradecimiento a todas las personas que fueron parte de este trayecto.

A mi madre, Fanny Veintimilla, por ser mi mayor apoyo. A pesar de las adversidades, siempre quiso lo mejor para mí, especialmente desde que inicié mi etapa universitaria. Su cariño, esfuerzo y constancia me sostuvieron y motivaron a seguir adelante.

A mi hermano, Billy Uribe, por estar presente en los momentos más difíciles, brindándome su apoyo incondicional y sabios consejos.

A mi familia, por aportar con su granito de arena cuando más lo necesité.

A mis profesores, por compartir conmigo su valioso conocimiento y por su dedicación en mi formación académica y profesional.

Y a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por abrirme sus puertas y acogerme con afecto durante estos años de aprendizaje.

Wilson Guillermo Uribe Veintimilla

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con todo mi corazón a mis padres, por ser el pilar de mi vida. Por sus sacrificios silenciosos, por enseñarme el valor del esfuerzo y la importancia de nunca rendirse. Su cariño y ayuda han sido mi mayor motor en este trayecto.

A mi cuñada, quien partió hace un año, pero cuya memoria permanece viva en mí. Siempre creyó en mí, me animó a seguir adelante y me brindó su apoyo con palabras sinceras y gestos que nunca olvidaré. Esta tesis también es para ella.

A mi hijo, mi mayor inspiración y motivo. Por él lucho cada día, por construir un futuro lleno de oportunidades. Su existencia me impulsa a ser mejor persona y a no rendirme, incluso cuando las circunstancias parecen difíciles.

Alexander Daniel Cruz Loya

DEDICATORIA

Con profundo cariño, dedico este trabajo a la memoria de mi padre, Wilson Uribe. Aunque su presencia física ya no me acompaña, su recuerdo vive en mí, guiando mis pasos y dándome fortaleza en cada desafío. Que desde el cielo donde se encuentra se sienta orgulloso de este logro.

También dedico esta tesis a mi sobrino, Thiago Uribe, el mayor regalo que me dio mi hermano. Que este esfuerzo sea una fuente de inspiración para que siga adelante con entusiasmo, cultivando sus sueños y formándose como un gran profesional.

Wilson Guillermo Uribe Veintimilla

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS

TITULO: ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

AUTORES:

Alexander Daniel Cruz Loya

Wilson Guillermo Uribe Veintimilla

RESUMEN

El estudio que se presenta tiene como finalidad evaluar la eficiencia operativa del transformador de la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC) bajo diferentes condiciones de demanda eléctrica, incorporando un sistema de generación distribuida basado en energía fotovoltaica (FV). Para ello, se desarrolla una metodología que combina modelado probabilístico y simulación estadística, lo que permite analizar el desempeño del transformador tanto en escenarios tradicionales como con generación local integrada. El análisis comienza con la caracterización probabilística de la demanda eléctrica, utilizando datos históricos horarios para ajustar distribuciones estadísticas específicas para cada hora del día. Luego, se simulan las pérdidas técnicas del transformador mediante el método Monte Carlo, con el objetivo de estimar la variabilidad anual de estas pérdidas bajo distintos niveles de carga. Simultáneamente, se modela la generación fotovoltaica a partir de registros de irradiancia solar para proyectar la producción energética horaria. Esta información se incorpora al perfil de demanda para recalcular las pérdidas del transformador considerando la presencia del sistema FV, lo que permite identificar los beneficios energéticos derivados de su implementación. Finalmente, se comparan los escenarios con y sin generación fotovoltaica, cuantificando tanto la reducción absoluta como relativa de las pérdidas, además de los posibles ahorros económicos. Este análisis busca apoyar la toma de decisiones en materia de eficiencia energética y sostenibilidad en instalaciones universitarias y sistemas eléctricos similares.

Palabras claves: Eficiencia energética, Transformador eléctrico, Generación fotovoltaica Simulación probabilística.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TITLE: EFFICIENCY ANALYSIS OF THE TRANSFORMER AT THE TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI UNDER DIFFERENT DEMAND SCENARIOS WITH DISTRIBUTED GENERATION.

AUTHORS:

Alexander Daniel Cruz Loya

Wilson Guillermo Uribe Veintimilla

ABSTRACT

The present study aims to evaluate the operational efficiency of the transformer at the Technical University of Cotopaxi (UTC) under different electrical demand conditions, incorporating a distributed generation system based on photovoltaic (PV) energy. To achieve this, a methodology combining probabilistic modeling and statistical simulation is developed, allowing the analysis of the transformer's performance in both traditional scenarios and those with integrated local generation. The analysis begins with the probabilistic characterization of the electrical demand, using historical hourly data to fit specific statistical distributions for each hour of the day. Then, the transformer's technical losses are simulated using the Monte Carlo method, with the objective of estimating the annual variability of these losses under different load levels. Simultaneously, photovoltaic generation is modeled based on solar irradiance records to project hourly energy production. This information is incorporated into the demand profile to recalculate transformer losses considering the presence of the PV system, enabling the identification of energy benefits resulting from its implementation. Finally, scenarios with and without photovoltaic generation are compared, quantifying both the absolute and relative reduction in losses, as well as potential economic savings. This analysis aims to support decision-making regarding energy efficiency and sustainability in university facilities and similar electrical systems.

Keywords: Energy efficiency, Electric transformer, Photovoltaic generation, Probabilistic simulation

ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	2
2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	2
2.3.1 Objeto de Investigación.....	2
2.3.2 Campo de Acción.....	2
2.4 BENEFICIARIOS.....	3
2.4.1 Directo.....	3
2.4.2 Indirecto.....	3
2.5 JUSTIFICACIÓN.....	3
2.6 OBJETIVOS.....	4
2.6.1 General.....	4
2.6.2 Específicos.....	4
2.6.3 Sistemas de tareas.....	4
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	5
3.1 ANTECEDENTES.....	5
3.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	7
3.3 TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	8
3.3.1 Partes del transformador de distribución.....	8
3.3.2 Tipos de transformadores y sus aplicaciones.....	11
3.3.2.1 Monofásico.....	11
3.3.2.2 Trifásico tipo pedestal.....	11
3.3.2.3 Trifásico Tipo Poste.....	12
3.3.3 Perdidas eléctricas en transformadores.....	12
3.3.3.1 Pérdidas constantes o de núcleo (pérdidas en vacío).....	13

3.3.3.2	Pérdidas variables o de cobre (pérdidas en carga).....	13
3.3.3.3	Otras pérdidas.....	14
3.3.3.4	Impacto en la eficiencia y operación:.....	14
3.3.3.5	Modelamiento.....	14
3.3.3.6	Perdida en función de la carga y eficiencia del transformador.....	14
3.4	GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	15
3.4.1	funcionamiento de una celda fotovoltaica.....	15
3.4.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos (FV).....	16
3.4.2.1	Sistemas conectados a red (on grid).....	16
3.4.2.2	Sistemas aislados (off-grid).....	17
3.4.3	Características de la irradiancia solar en Latacunga.....	18
3.4.4	Normativa Ecuatoriana sobre Generación Distribuida.....	18
3.5	MÉTODOS DE EVALUACIÓN PROBABILÍSTICA.....	18
3.5.1	Simulación Monte Carlo.....	19
3.5.2	Ejemplos: Histogramas y diagramas de dispersión de carga horaria.....	20
3.5.3	Ajuste estadístico: RMSE y pruebas de hipótesis.....	20
3.5.3.1	Métrica RMSE (Root Mean Square Error).....	21
3.5.3.2	Pruebas de hipótesis.....	21
4	MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS.....	21
4.2	DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO METODOLÓGICO PARA LA EVALUACIÓN DEL TRANSFORMADOR CON INTEGRACIÓN DE SISTEMA FV.....	23
4.1	PROCESAMIENTO Y CARACTERIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	23
4.1.1	Recolección y depuración de datos.....	23
4.1.2	Análisis estadístico horario.....	23
4.1.3	Construcción del histograma de frecuencia.....	24
4.1.4	Ajuste de distribución log-normal.....	25
4.1.5	Cálculo de densidad log-normal y validación.....	26

4.1.6	Validación estadística: Prueba de Kolmogorov–Smirnov.....	27
4.2	MODELADO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR.....	28
4.2.1	Datos base.....	28
4.2.2	Cálculo de la corriente nominal.....	29
4.2.3	simulación de escenarios de demanda.....	30
4.2.4	Cálculo de la corriente por escenario.....	30
4.2.5	Estimación de pérdidas en carga sin FV.....	31
4.2.6	Estimación total de pérdidas técnicas sin FV.....	32
4.3	MODELADO PROBABILÍSTICO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	32
4.3.1	Recolección y procesamiento de datos de irradiancia.....	32
4.3.2	Ajuste de distribución log-normal.....	33
4.3.3	Validación del ajuste.....	35
4.3.4	Simulación Monte Carlo de Irradiancia.....	35
4.3.5	Cálculo de potencia fotovoltaica.....	36
4.4	Evaluación de pérdidas técnicas con sistema fotovoltaico integrado.....	37
4.4.1	Cálculo de potencia neta al transformador.....	37
4.4.2	Cálculo de la corriente nueva del transformador.....	38
4.4.3	Estimación de pérdidas en carga con FV.....	38
4.4.4	Estimación de pérdidas técnicas totales con FV.....	39
4.5	Evaluación del índice de carga y rendimiento del transformador.....	39
4.5.1	Índice de carga.....	39
4.5.2	Cálculo de corriente.....	40
4.5.3	Pérdidas técnicas.....	40
4.5.4	Cálculo del rendimiento.....	41
4.5.5	Consideraciones de diferentes factores de potencia.....	41
5	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	41
5.1	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 6:00.....	41
5.1.1.	Resultados observados.....	42

5.1.2	Análisis gráfico de escenarios.....	42
5.2.2	Análisis gráfico de escenarios.....	43
5.3	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 8:00.....	44
5.3.1	Resultados observados.....	44
5.3.2	Análisis gráfico de escenarios.....	44
5.4	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 9:00.....	45
5.4.2	Análisis gráfico de escenarios.....	46
5.5	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 10:00.....	46
5.5.1	Resultados observados.....	46
5.5.2	Análisis gráfico de escenarios.....	47
5.6	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 11:00.....	47
5.6.1	Resultados observados.....	47
5.6.2	Análisis gráfico de escenarios.....	48
5.7	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 12:00.....	48
5.7.1	Resultados observados.....	48
5.7.2	Análisis gráfico de escenarios.....	49
5.8	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 13:00.....	49
5.8.1	Resultados observados.....	49
5.8.2	Análisis gráfico de escenarios.....	50
5.9	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 14:00.....	50
5.9.1	Resultados observados.....	50
5.9.2	Análisis gráfico de escenarios.....	51
5.10	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 15:00.....	51
5.10.1	Resultados observados.....	51
5.10.2	Análisis gráfico de escenarios.....	52
5.11	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 16:00.....	52
5.11.1	Resultados observados.....	52
5.11.2	Análisis gráfico de escenarios.....	53

5.12	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 17:00.....	53
5.12.1	Resultados observados.....	53
5.12.2	Análisis gráfico de escenarios.....	54
5.13	Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 18:00.....	54
5.13.1	Resultados observados.....	54
5.13.2	Análisis gráfico de escenarios.....	55
5.2	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS POR HORA.....	55
5.2.1.	Análisis correspondiente a la hora 6.....	55
5.2.2	Análisis correspondiente a la hora 7.....	56
5.2.3	Análisis correspondiente a la hora 8.....	57
5.2.4	Análisis correspondiente a la hora 9.....	58
5.2.5	Análisis correspondiente a la hora 10.....	58
5.2.6	Análisis correspondiente a la hora 11.....	59
5.2.7	Análisis correspondiente a la hora 12.....	60
5.2.8	Análisis correspondiente a la hora 13.....	61
5.2.9	Análisis correspondiente a la hora 14.....	62
5.2.9.1	Comportamiento general del rendimiento.....	62
5.2.10	Análisis correspondiente a la hora 15.....	63
5.2.11	Análisis correspondiente a la hora 16.....	63
5.2.12	Análisis correspondiente a la hora 17.....	64
5.2.13	Análisis correspondiente a la hora 18.....	65
6.	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.....	66
7.	REFERENCIAS.....	66

Tabla 1. Campos de la Ciencia y Tecnología UNESCO [1].....	1
Tabla 2. Cuadro de actividades.....	4
Tabla 3. Parámetros estadísticos.....	23
Tabla 4. Resultado horario 06 - 18.....	27
Tabla 5. Parámetros estadísticos.....	32
Tabla 6. Datos por considerar para el cálculo de potencia.....	36
Tabla 7. Resultados promedios de pérdidas técnicas (hora 06:00).....	41
Tabla 8. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 7:00.....	42
Tabla 9. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 8:00.....	44
Tabla 10. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 9:00	45
Tabla 11. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 10:00.....	46
Tabla 12. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 11:00.....	47
Tabla 13. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 12:00.....	48
Tabla 14. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 13:00.....	49
Tabla 15. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 14:00.....	50
Tabla 16. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 15:00.....	51
Tabla 17. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 16:00.....	52
Tabla 18. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 17:00.....	53
Tabla 19. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 18:00.....	54
Tabla 20. Rendimiento con y sin FV – Hora 6.....	55
Tabla 21. Rendimiento con y sin FV – Hora 7.....	56
Tabla 22. Rendimiento con y sin FV – Hora 8.....	56
Tabla 23. Rendimiento con y sin FV – Hora 9.....	57
Tabla 24. Rendimiento con y sin FV – Hora 10.....	58
Tabla 25. Rendimiento con y sin FV – Hora 11.....	59
Tabla 26. Rendimiento con y sin FV – Hora 12.....	59
Tabla 27. Rendimiento con y sin FV – Hora 13.....	60
Tabla 28. Rendimiento con y sin FV – Hora 14.....	61
Tabla 29. Rendimiento con y sin FV – Hora 15.....	62
Tabla 30. Rendimiento con y sin FV – Hora 16.....	63
Tabla 31. Rendimiento con y sin FV – Hora 17.....	63
Tabla 32. Rendimiento con y sin FV – Hora 18.....	64

Figura 1. Transformador de distribución [8].....	8
Figura 2. Partes del Transformador [8].....	10
Figura 3. PFC VS ETSG [13].....	15
Figura 4. Funcionamiento de una celda fotovoltaica.....	16
Figura 5. Sistema F.V (on grid) [15].....	17
Figura 6. Sistema F.V (off grid) [15].....	17
Figura 7. Simulación de Montecarlo [19].....	19
Figura 8. Histograma de Carga Horaria.....	20
Figura 9. Diagrama de dispersión de carga horaria.....	23
Figura 10. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 06:00).....	42
Figura 11. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 07:00).....	43
Figura 12. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 08:00).....	44
Figura 13. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 09:00).....	45
Figura 14. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 10:00).....	46
Figura 15. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 11:00).....	47
Figura 16. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 12:00).....	48
Figura 17. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 13:00).....	49
Figura 18. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 14:00).....	50
Figura 19. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 15:00).....	51
Figura 20. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 16:00).....	52
Figura 21. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 17:00).....	53
Figura 22. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 18:00).....	54
Figura 23. Comparación de rendimiento – Hora 6.....	55
Figura 24. Comparación de rendimiento – Hora 7.....	56
Figura 25. Comparación de rendimiento – Hora 8.....	60
Figura 26. Comparación de rendimiento – Hora 9.....	61
Figura 27. Comparación de rendimiento – Hora 10.....	57
Figura 28. Comparación de rendimiento – Hora 11.....	59
Figura 29. Comparación de rendimiento – Hora 12.....	60
Figura 30. Comparación de rendimiento – Hora 13.....	60
Figura 31. Comparación de rendimiento – Hora 14.....	61
Figura 32. Comparación de rendimiento – Hora 15.....	62
Figura 33. Comparación de rendimiento – Hora 16.....	63

Figura 34. Comparación de rendimiento – Hora 17.....	64
Figura 35. Comparación de rendimiento – Hora 18.....	64

1. INFORMACIÓN GENERAL

Tema del proyecto: ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI ANTE DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Modalidad de Titulación:

Propuestas Tecnológicas **X**

Proyectos de Investigación

Carrera:

Trabajo de Titulación Vinculado al Proyecto: No aplica

Equipo de Trabajo del Trabajo de Titulación: Alexander Daniel Cruz Loya, Wilson Guillermo Uribe Veintimilla, ING. MsC. Luis Rolando Cruz Panchi.

Área de Conocimiento:

En la presente área tecnológica se trabajará con el área 330000 que corresponde a tecnologías, en el campo 3306 Ingeniería y Tecnologías eléctricas que se derivan en: 3306.02 Aplicaciones Eléctricas.

Tabla 1. Campos de la Ciencia y Tecnología UNESCO [1]

330000 ciencias tecnológicas	3306 ingeniería y Tecnologías eléctricas	3306.02 Aplicaciones Eléctricas.
	3322 tecnología Energética	3322.05 Fuentes no Convencionales de Energía

Línea de investigación: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental. [2].

Sublíneas de investigación de la Carrera: Diseño, construcción y explotación eficiente de sistemas eléctricos con energía convencional y alternativa. [2].

2. INTRODUCCIÓN

2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

En la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), el transformador principal enfrenta retos cada vez mayores ocasionados por los cambios en la demanda eléctrica y la incorporación de nuevos sistemas.. desafíos crecientes debido a la variabilidad de la demanda eléctrica y la integración de sistemas de generación distribuida, especialmente fotovoltaica [3]. La demanda eléctrica universitaria se verá afectada por cambios institucionales crecimiento universitario y el aumento de actividades académicas y administrativas, lo que incrementa la presión sobre la infraestructura eléctrica existente. En el ámbito nacional, las pérdidas técnicas en redes de distribución oscilan entre el 8 % y el 15 % del total de energía, lo que repercute negativamente en la eficiencia del sistema y conlleva gastos extra tanto para las entidades educativas como para la sociedad en general [4].

La cobertura geográfica del problema abarca tanto la UTC como otras universidades del país, donde la eficiencia energética es clave para la sostenibilidad y la reducción de emisiones. La magnitud del problema se evidencia en el consumo elevado y en la necesidad de modernizar equipos para evitar interrupciones y sobrecargas, lo que puede impactar negativamente en la calidad del servicio educativo. Organismos como el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la Agencia de Regulación y Control de Energía (ARCONEL) han impulsado programas para la incorporación de energías renovables y la mejora de redes eléctricas, destinando inversiones significativas para mejorar la eficiencia y reducir pérdidas técnicas.

Las variables e indicadores clave incluyen: demanda máxima y promedio, pérdidas técnicas (kWh y %), cobertura de generación distribuida, y ahorros económicos potenciales.

2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Cómo afecta la incorporación de un sistema de generación distribuida a la eficiencia operativa y a la reducción de las pérdidas energéticas en el transformador de la Universidad Técnica de Cotopaxi, considerando diferentes escenarios probabilísticos de demanda eléctrica y generación fotovoltaica.

2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.3.1 Objeto de Investigación: Escenarios de demanda y sistema de generación distribuida

2.3.2 Campo de Acción: 3322 tecnología Energética

2.4 BENEFICIARIOS

2.4.1 Directo

El beneficiario fundamental es la Universidad Técnica de Cotopaxi, sobre todo los que se dedican al mantenimiento de la infraestructura eléctrica, los estudiantes y docentes de las carreras relacionadas con ingeniería eléctrica se beneficiarán directamente al contar con un caso práctico y actualizado que puede ser utilizado como material académico y de investigación.

2.4.2 Indirecto

La comunidad universitaria en general, ya que con un suministro eléctrico más eficiente y sostenible, lo que reduce a una eficiencia en costos y una mayor calidad del servicio eléctrico.

2.5 JUSTIFICACIÓN

Esta investigación nace con el fin de aportar al desarrollo sostenible y el correcto uso de los recursos energéticos en la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC). Académicamente, el estudio ofrece aportes teóricos y metodológicos relacionados con el análisis probabilístico de la demanda eléctrica y la integración de fuentes renovables, fortaleciendo así la formación en ingeniería eléctrica y energías limpias. La utilización de simulaciones Monte Carlo y técnicas de modelado estadístico proporciona una herramienta práctica y replicable para evaluar la eficiencia de sistemas eléctricos en contextos universitarios y similares.

Mejorar la eficiencia operativa del transformador principal y disminuir las pérdidas técnicas puede resultar en una disminución en los costos de mantenimiento y operación, además de aumentar la confiabilidad del suministro eléctrico para las actividades académicas y administrativas. La incorporación de generación fotovoltaica contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y fomenta un uso más responsable de la energía, alineándose con las metas nacionales e internacionales de sostenibilidad y transición energética.

Asimismo, este estudio promueve la eficiencia energética y la adopción de energías renovables en el sector público. El trabajo genera un impacto positivo tanto en la formación profesional como en la gestión institucional y el bienestar social, estableciendo bases para

futuras mejoras en la infraestructura eléctrica de la UTC y otras entidades similares.

2.6 OBJETIVOS

2.6.1 General

Evaluar la eficiencia operativa del transformador de la Universidad Técnica de Cotopaxi bajo diferentes escenarios de demanda eléctrica y generación fotovoltaica distribuida, empleando datos históricos reales de consumo e irradiancia solar para modelar su comportamiento probabilístico y determinar su impacto técnico y económico.

2.6.2 Específicos

- Examinar los registros históricos de consumo eléctrico de la universidad para caracterizar la demanda mediante funciones de distribución horarias que reflejen su variabilidad a lo largo del año.
- Estudiar los datos históricos de irradiación solar en el campus para estimar la generación potencial de un sistema fotovoltaico a nivel horario, aplicando métodos estadísticos de modelado.
- Realizar simulaciones probabilísticas del funcionamiento del transformador, con y sin la integración de energía fotovoltaica, utilizando el método de Monte Carlo siguiendo los datos históricos, con el fin de cuantificar el impacto en las pérdidas técnicas y evaluar los beneficios energéticos y económicos derivados.

2.6.3 Sistemas de tareas

Tabla 2. Cuadro de actividades

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
-----------------------	----------------------	----------------------	---------------------------------

Examinar los registros históricos de consumo eléctrico de la universidad para caracterizar la demanda mediante funciones de distribución horarias.	<ul style="list-style-type: none"> - Recolección y organización de datos históricos de consumo por hora. - Análisis estadístico para ajustar distribuciones (Weibull, Normal, etc.). - Validación del modelo probabilístico de demanda. 	Funciones de distribución horaria ajustadas que representen adecuadamente la demanda eléctrica anual.	Excel, registros históricos de consumo.
Estudiar los datos históricos de irradiación solar en el campus para estimar la generación potencial de un sistema fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> - Recopilación de datos horarios de irradiancia solar. - Ajuste estadístico de distribuciones a los datos solares. - Estimación horaria de generación FV con modelos matemáticos. 	Modelo de generación horaria FV representativo del recurso solar del campus.	Bases de datos de irradiancia, software estadístico(IBM SPSS)
Realizar simulaciones probabilísticas del funcionamiento del transformador, con y sin la integración de energía fotovoltaica.	<ul style="list-style-type: none"> - Simulación Monte Carlo del transformador en condiciones actuales. - Integración del modelo FV al sistema. - Comparación de pérdidas técnicas en ambos escenarios. 	Informe de evaluación técnica y económica del impacto FV en las pérdidas del transformador.	Excel . software estadístico(Python)-

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1 ANTECEDENTES

La adopción de estrategias como el análisis de pérdidas en transformadores y la incorporación de la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos representa una medida eficaz para aumentar la eficiencia operativa del sistema eléctrico. De igual forma, la implementación de tecnologías avanzadas de medición, modelado y simulación facilita no solo el mejoramiento del rendimiento de los equipos, sino también el impulso de una cultura de uso responsable de la energía en el entorno universitario.

El estudio realizado por Lenin Marcelo Freire Sánchez en 2014, enfocado en una red de distribución urbana en Quito, investigó la estabilidad de voltaje tras la incorporación de generación distribuida (GD) utilizando simulaciones eléctricas. Su investigación determinó que la presencia de GD puede provocar variaciones en los niveles de voltaje, aunque estas pueden gestionarse adecuadamente mediante estrategias de regulación y planificación idóneas [5]. Con lo expuesto, el trabajo de Freire Sánchez se centra en analizar la respuesta del sistema eléctrico frente a modificaciones en la topología de carga, sin abordar en detalle las pérdidas

energéticas asociadas a los transformadores. En contraste con lo anterior, el presente proyecto dirige su atención específicamente al estudio de la eficiencia de un transformador de distribución, evaluando diferentes escenarios horarios de demanda junto a la integración de un sistema de generación fotovoltaica. Así, mientras la investigación de Freire Sánchez prioriza aspectos relacionados con la estabilidad y calidad del voltaje, este trabajo se basa en el análisis de las pérdidas y los beneficios energéticos resultantes de la incorporación de una fuente local de generación en el ámbito universitario, aportando así una perspectiva complementaria a la literatura técnica nacional.

El trabajo expuesto por Cazho Chimborazo en el año 2025, enfocado en una red regional de subtransmisión de 69 kV, basó su análisis en simulaciones dinámicas para examinar la estabilidad del sistema eléctrico de acuerdo con normativas técnicas actualizadas. Aunque la investigación demostró que la estabilidad puede alcanzarse en altos niveles de tensión, su enfoque se mantuvo a escala regional y no abarcó las características propias de redes de baja tensión. En contraste, el presente proyecto dirige su atención al análisis de la red interna universitaria, operando a niveles inferiores a 1 kV, y aborda de manera particular los desafíos de operación y estabilidad en sistemas de baja tensión [6]. De esta forma, mientras Cazho Chimborazo et al. estudian la estabilidad a nivel de subtransmisión regional, este trabajo se orienta a la infraestructura específica de la universidad, aportando conocimientos sobre el comportamiento eléctrico en redes internas bajo distintos escenarios de demanda.

En el año 2012 Eduardo Basantes Torres se enfocó en el análisis técnico y económico de una planta fotovoltaica conectada a la red en la parroquia rural de San Antonio de Pichincha. El estudio contempló el diseño del transformador necesario para la integración del sistema fotovoltaico y evaluó la viabilidad financiera del proyecto utilizando indicadores como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Este enfoque permitió establecer la rentabilidad de la iniciativa, así como su repercusión en la economía local, consolidando la generación distribuida como una alternativa sostenible y financieramente factible [7]. En contraste con este trabajo, el presente estudio no solo analiza los aspectos económicos, sino que se orienta también a evaluar la eficiencia energética del transformador existente en la Universidad Técnica de Cotopaxi, considerando su desempeño bajo diversos escenarios de demanda eléctrica y generación mediante energía fotovoltaica.

En consecuencia, tomando en cuenta los antecedentes técnicos mencionados anteriormente surge la necesidad de plantear una metodología integral que emplea tanto el modelado

probabilístico como la simulación estadística para analizar la eficiencia del transformador de la Universidad Técnica de Cotopaxi ante diversos escenarios de demanda y generación fotovoltaica. Esta aproximación metodológica posibilita una estimación más precisa de las pérdidas energéticas y facilita el estudio del efecto que tiene la incorporación de fuentes renovables distribuidas en el sistema

3.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

La eficiencia energética constituye un principio esencial en el diseño, la operación y la evaluación de los sistemas eléctricos actuales. Este concepto implica la proporción entre la energía útil que se obtiene y la energía que se suministra a un sistema, con el objetivo de reducir al mínimo las pérdidas técnicas y optimizar el uso de la energía disponible. En el ámbito de las redes eléctricas de distribución, la eficiencia está estrechamente relacionada con la calidad del servicio, la sostenibilidad ambiental y la disminución de los costos operativos [6].

En un sistema eléctrico, la energía es transportada y convertida mediante diferentes niveles de tensión, utilizando elementos como líneas de transmisión, interruptores, transformadores y conductores. Durante estos procesos, es inevitable que ocurran pérdidas, principalmente por el efecto Joule (calentamiento resistivo) y por las pérdidas en el hierro de los transformadores causadas por la histéresis y las corrientes parásitas, lo que reduce la eficiencia general del sistema. Por ejemplo, se calcula que en los sistemas de distribución las pérdidas técnicas pueden representar aproximadamente entre el 5% y el 8% de la energía total suministrada [7].

El análisis de la eficiencia energética no solo facilita la identificación de áreas críticas para su mejora, sino que también permite estimar el impacto económico derivado de las pérdidas energéticas. Este aspecto resulta especialmente relevante en infraestructuras universitarias, donde la demanda de energía varía considerablemente según la hora, el día y la estación del año, debido a las diversas actividades académicas, administrativas y de laboratorio.

La evaluación de la eficiencia en estos contextos debe tener en cuenta factores como el factor de carga, el perfil de demanda horaria y las condiciones operativas de los equipos. Desde un punto de vista técnico, se utiliza la fórmula general de eficiencia para transformadores:

Donde:

= Potencia útil entregada a la carga.

= pérdidas en el núcleo (vacío) y en los devanados (por carga).

3.3 TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución son fundamentales en los sistemas eléctricos porque reducen los niveles de tensión a valores adecuados para el uso residencial, comercial o industrial, permitiendo así una entrega eficiente y segura de la energía eléctrica a los consumidores finales [8]. Su papel es esencial en la última etapa del sistema eléctrico de potencia, convirtiendo niveles de media tensión (por ejemplo, 13,8 kV) a niveles utilizables por residencias, instituciones o industrias pequeñas (por ejemplo, 220/127 V).

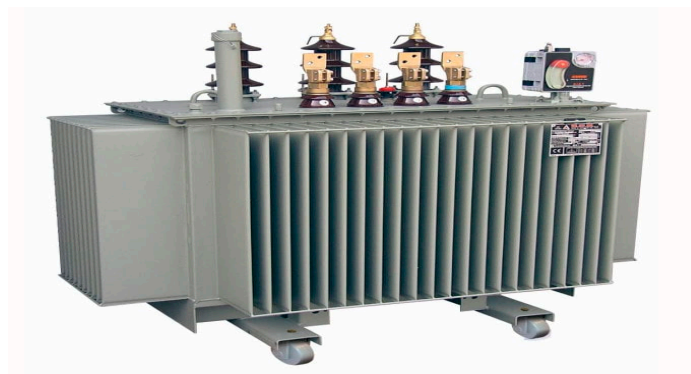


Figura 1. Transformador de distribución [8].

3.3.1 Partes del transformador de distribución

El transformador de distribución consta de varias partes principales, cada una con una función definida en su operación:

Núcleo (Core)

Fabricado con láminas delgadas de acero al silicio para disminuir las pérdidas por corrientes parásitas y por histéresis.

Proporciona la guía de baja reluctancia para el flujo magnético entre los devanados primario y secundario, facilitando la transferencia eficiente de energía por inducción electromagnética.

Devanados (Windings/Coils):

Bobinados de cobre o aluminio dispuestos alrededor del núcleo. Compuestos por:

-Devanado primario: conectado al lado de alta tensión.

-Devanado secundario: entrega la energía ya transformada al lado de baja tensión.

La relación entre el número de espiras en primario y secundario determina el factor de transformación de voltaje.

Aislamiento (Insulation):

Materiales de papel, aceite mineral, o sintéticos que separan eléctricamente el núcleo y los devanados.

Previenen cortocircuitos y mejoran la seguridad del equipo.

Aceite aislante (Insulating Oil):

Llena el tanque e impregna los devanados, proporcionando enfriamiento y aislamiento adicional.

Ayuda a disipar el calor generado y mejora la vida útil del transformador.

Tanque o cuba (Tank):

Estructura metálica que alberga y protege al núcleo, devanados y aceite.

Proporciona resistencia mecánica frente a impactos y aislamiento de la intemperie.

Radiadores o sistema de enfriamiento (Radiators/Cooling Tubes):

Paneles o tubos acoplados al tanque que incrementan la disipación de calor, permitiendo mantener temperaturas óptimas en operación continua.

Bujes (Bushings):

Aisladores de porcelana u otros materiales que permiten la salida segura de los conductores eléctricos desde el interior del tanque hacia el exterior, protegiendo de fugas y arcos eléctricos.

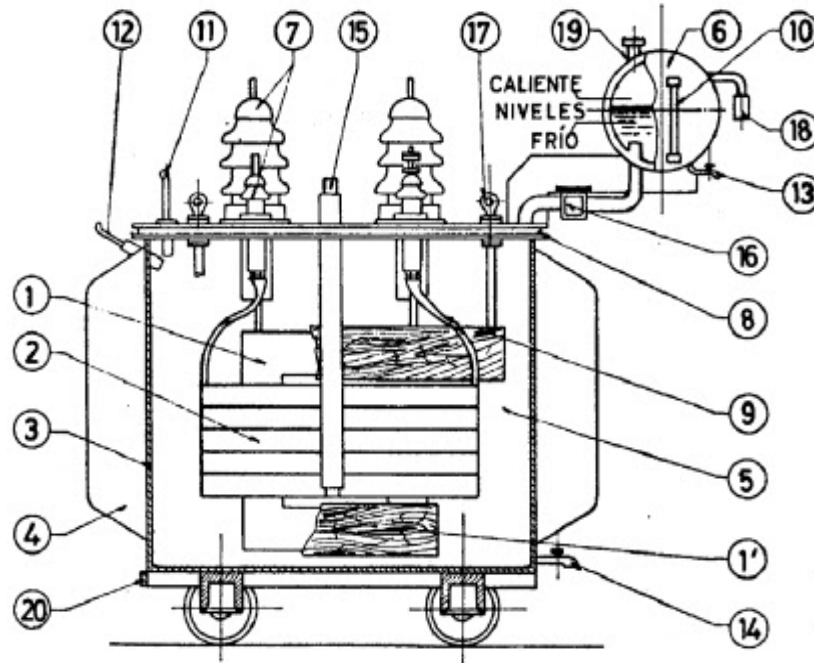
Cambiador de derivaciones (Tap Changer):

Permite ajustar la relación de transformación mediante la selección de derivaciones en los devanados, regulando el voltaje de salida de acuerdo a las condiciones de carga.

Ventilación y dispositivos de seguridad:

Incluyen respiraderos (breathers) para controlar la humedad, relés Buchholz para detectar

fallas internas, y válvulas de alivio de presión para evitar daños en caso de sobrepresión.



- | | | | |
|-----|----------------------|-----|--------------------------------------|
| 1: | Núcleo | 2: | Devanados |
| 3: | Cuba o tanque | 4: | Aletas de refrigeración |
| 5: | Aceite | 6: | Depósito de expansión |
| 7: | Aisladores pasantes | 8: | Junta |
| 9: | Conexiones | 10: | Nivel de aceite |
| 11: | Termómetro | 12: | Termómetro |
| 13: | Grifo de vaciado | 14: | Grifo de vaciado y toma de muestras. |
| 15: | Conmutador de tomas | 16: | Relé Buchholz |
| 17: | Arillas de elevación | 18: | Desecador de aire |
| 19: | Tapón de llenado | 20: | Puesta a tierra |

Figura 2. Partes del Transformador [8].

3.3.2 Tipos de transformadores y sus aplicaciones

3.3.2.1 Monofásico

En áreas residenciales y rurales, especialmente en regiones de Latinoamérica, es frecuente la utilización de transformadores monofásicos con una relación de transformación que va de 13,2 kV a 240/120 V. Estos transformadores se alimentan desde la red de media tensión de 13,200 voltios y proporcionan dos niveles de tensión en el lado secundario: 240 V entre fases y 120 V entre cualquiera de las fases y el neutro. Esta configuración es ideal para abastecer cargas monofásicas estándar, como iluminación y electrodomésticos, así como equipos que requieren 240 V, por ejemplo, bombas, cocinas eléctricas y sistemas de aire acondicionado. Dado que este tipo de transformadores no demanda una instalación trifásica ni infraestructura compleja, resultan especialmente eficientes en zonas con baja densidad de población. Comúnmente, estos transformadores se instalan montados en postes, con potencias que varían entre 10 y 75 kVA según la cantidad de usuarios y su demanda específica. Su bajo costo, facilidad de instalación y mantenimiento sencillo los convierten en una opción práctica y confiable para extender el suministro eléctrico en zonas rurales, adaptándose a las condiciones locales y garantizando un servicio estable [9].

3.3.2.2 Trifásico tipo pedestal

En entornos como campus universitarios, parques industriales o conjuntos residenciales planificados, es común emplear transformadores trifásicos de tipo pedestal con una relación de transformación de 13,8 kV a 480/220 V. Estos equipos están diseñados para recibir alimentación trifásica de media tensión (13,800 voltios) en el lado primario y suministrar tres fases de baja tensión (480 V entre líneas y 220 V entre fase y neutro) en el secundario. Generalmente se instalan a ras del suelo dentro de carcasas metálicas selladas que permiten su ubicación en zonas accesibles al público, garantizando la seguridad eléctrica.

En entornos como campus universitarios, parques industriales o conjuntos residenciales planificados, es común emplear transformadores trifásicos de tipo pedestal con una relación de transformación de 13,8 kV a 480/220 V. Estos equipos están diseñados para recibir alimentación trifásica de media tensión (13,800 voltios) en el lado primario y suministrar tres fases de baja tensión (480 V entre líneas y 220 V entre fase y neutro) en el secundario. Generalmente se instalan a ras del suelo dentro de carcasas metálicas selladas que permiten su ubicación en zonas accesibles al público, garantizando la seguridad eléctrica.

El diseño compacto y protegido de estos transformadores los hace particularmente adecuados

para aplicaciones en áreas urbanas densamente pobladas, centros comerciales, hospitales y universidades, donde se requiere un suministro trifásico estable, con alta capacidad y calidad de energía. Además, los transformadores tipo pedestal favorecen la conexión subterránea de cables, contribuyendo a mejorar la estética del sitio y proteger las instalaciones de condiciones climáticas adversas. Su rango de potencia típica está entre 75 kVA y 500 kVA, y deben cumplir con normativas como la IEEE C57.12.34 y otras regulaciones de seguridad aplicables para ubicaciones accesibles al público [10].

3.3.2.3 Trifásico Tipo Poste

En la región, especialmente en Ecuador, los transformadores trifásicos montados en poste con una relación de transformación de 13,8 kV a 220/127 V son comúnmente usados en sistemas de distribución aérea urbana. Estos equipos reciben alimentación de media tensión a 13,800 voltios y suministran tres fases de baja tensión: 220 V entre líneas y 127 V entre fase y neutro, lo que permite alimentar cargas monofásicas y trifásicas en zonas residenciales, comerciales e institucionales. Su instalación sobre postes de concreto o madera facilita un montaje rápido y de bajo costo en comparación con sistemas subterráneos, adaptándose bien a barrios, avenidas, escuelas y pequeños centros comerciales con densidad moderada de carga.

Generalmente fabricados en potencias que van desde 25 kVA hasta 167 kVA, estos transformadores cumplen con normativas como IEEE C57.12.20 y estándares locales de compañías distribuidoras. Su montaje requiere la coordinación con dispositivos de protección como apartarrayos, fusibles y herrajes para garantizar la seguridad ante sobretensiones y fallas eléctricas. Aunque comparados con los transformadores tipo pedestal son más económicos, ofrecen menor seguridad en espacios públicos abiertos. No obstante, su eficiencia, accesibilidad para mantenimiento y facilidad de integración en redes radiales lo convierten en una solución preferida por las empresas de distribución [11].

3.3.3 Pérdidas eléctricas en transformadores

Las pérdidas eléctricas en un transformador son esenciales para comprender su eficiencia y coste operativo. Estas pérdidas se clasifican principalmente en dos grupos: pérdidas fijas o en vacío, que ocurren en el núcleo magnético y son independientes de la carga; y pérdidas variables o en carga, que se producen en los devanados debido a la resistencia eléctrica y aumentan con la corriente que circula según la carga del transformador. Esta división es

fundamental para evaluar el desempeño y el funcionamiento económico del transformador.

3.3.3.1 Pérdidas constantes o de núcleo (pérdidas en vacío)

Estas pérdidas ocurren siempre que el transformador está energizado, incluso sin carga. Son debidas principalmente a dos fenómenos físicos en el núcleo magnético:

- Corrientes parásitas (o corrientes de Foucault): circulan en el núcleo debido al flujo magnético alterno y generan calentamiento.
- Pérdidas por histéresis: causadas por la magnetización y desmagnetización cíclica del acero del núcleo, dependientes del material y la frecuencia. Estas pérdidas no dependen de la carga y se han considerado clásicamente como constantes, aunque en análisis más precisos se modelan como variables con la tensión aplicada. Su valor aumenta con el cuadrado de la tensión y afectan el consumo energético cuando el transformador está en vacío [12].

3.3.3.2 Pérdidas variables o de cobre (pérdidas en carga)

Estas pérdidas guardan una relación proporcional con el cuadrado de la corriente que fluye a través de los devanados del transformador y se originan por la resistencia eléctrica del material conductor, como el cobre o el aluminio, utilizado en los bobinados. A mayor carga, mayor corriente y mayores pérdidas por efecto Joule. Estas pérdidas varían con la carga conectada y representan una parte significativa de la energía disipada durante el funcionamiento [13].

Donde:

I = Corriente circulante

R = Resistencia en los devanados

3.3.3.3 Otras pérdidas

Además de las pérdidas principales, existen pérdidas adicionales menos significativas que incluyen las pérdidas dieléctricas causadas por los materiales aislantes, las pérdidas por corrientes parásitas en componentes metálicos secundarios, así como las pérdidas mecánicas generadas por vibraciones y ruido. Aunque estas contribuciones son pequeñas, también inciden en la eficiencia global del transformador.

3.3.3.4 Impacto en la eficiencia y operación:

El impacto en la eficiencia y operación de un transformador depende de la suma de las pérdidas constantes y variables, las cuales determinan su eficiencia energética, que varía según la carga debido al diferente comportamiento de cada tipo de pérdida. Realizar un análisis detallado de estas pérdidas, considerando además variaciones de tensión, desequilibrios de carga y condiciones ambientales, es esencial para optimizar la operación, selección y mantenimiento de transformadores en redes de distribución.

3.3.3.5 Modelamiento

Se utilizan ensayos específicos bajo condiciones de vacío y cortocircuito para medir pérdidas de núcleo y cobre, respectivamente. Métodos modernos consideran variación en tensión y asimetrías para predicciones más precisas de pérdidas durante el tiempo de operación, lo que es clave para mejorar la eficiencia y reducir costos operativos [14].

3.3.3.6 Pérdida en función de la carga y eficiencia del transformador

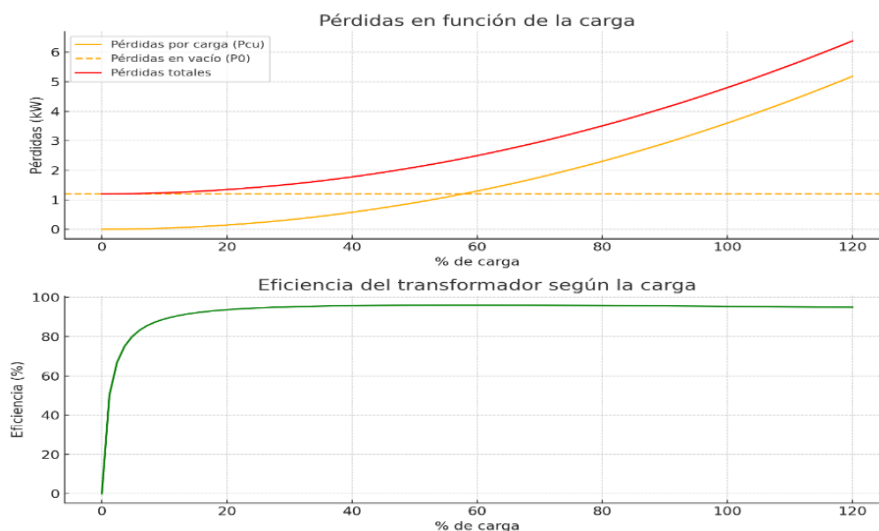


Figura 3. PFC VS ETSG [13].

1.- **Pérdidas en función de la carga:** refleja que las pérdidas debidas a la carga, conocidas como pérdidas por efecto Joule, crecen proporcionalmente al cuadrado de la corriente que circula, mientras que las pérdidas en vacío se mantienen constantes sin importar la carga.

2.- **Eficiencia del transformador:** describe cómo la eficiencia del transformador se incrementa a medida que aumenta la carga, alcanzando un valor máximo cercano al 100%, para luego disminuir ligeramente cuando se supera la capacidad de carga óptima.

3.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA

3.4.1 funcionamiento de una celda fotovoltaica

Una celda fotovoltaica transforma la energía lumínica del sol en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico. Su estructura principal consiste en una unión pn fabricada con un material semiconductor, típicamente silicio.

-Cuando la radiación solar (fotones) incide sobre la celda, los fotones transfieren energía a los electrones del semiconductor.

-Esto provoca que algunos electrones ganen suficiente energía para salir de sus átomos, generando pares electrón-hueco.

-El campo eléctrico en la zona de unión pn separa estos electrones y huecos hacia lados opuestos, generando una corriente eléctrica continua (DC). generando pares electrón-hueco.

-La corriente se recoge a través de contactos metálicos para usarla en un circuito externo.

Visualmente, la celda consta de dos capas:

- Capa superior dopada tipo n (con electrones libres)
- Capa inferior dopada tipo p (con huecos como portadores positivos)

Este proceso genera una diferencia de potencial y corriente eléctrica mientras la celda recibe luz solar.

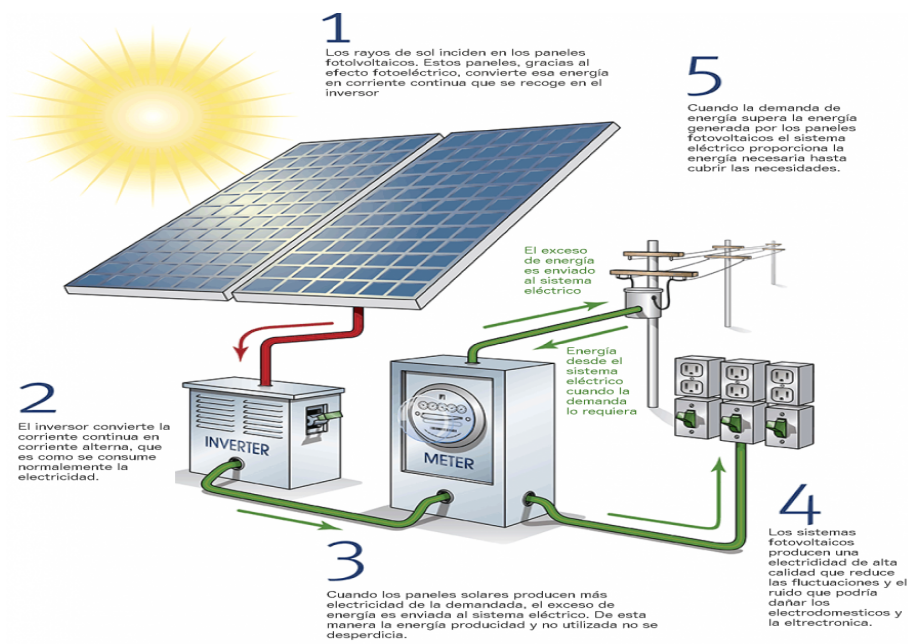


Figura 4. Funcionamiento de una celda fotovoltaica

3.4.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos (FV)

3.4.2.1 Sistemas conectados a red (on grid)

Los sistemas conectados a la red eléctrica pública generan electricidad que se inyecta directamente a dicha red. En caso de que la generación supere el consumo, el excedente puede venderse o entregarse a la red mediante esquemas de medición neta. Estos sistemas generalmente no utilizan baterías, ya que dependen del suministro de la red cuando no hay generación, como durante la noche o en días nublados. Además, requieren un inversor que convierta la corriente continua producida por los paneles solares en corriente alterna compatible con la red eléctrica. La electricidad generada se inyecta directamente a la red eléctrica pública.

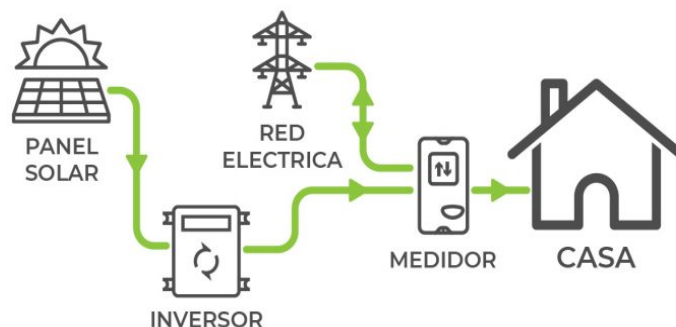


Figura 5. Sistema F.V (on grid) [15].

3.4.2.2 Sistemas aislados (off-grid)

Los sistemas aislados, también conocidos como off-grid, operan de manera independiente sin conexión a la red eléctrica. Emplean baterías para almacenar la energía generada durante las horas de luz solar, permitiendo su uso cuando no hay disponibilidad de sol. Son especialmente adecuados para áreas remotas donde no existe acceso a la red eléctrica convencional. Por lo general, estos sistemas necesitan reguladores de carga y soluciones de almacenamiento de energía más resistentes y duraderas [15].

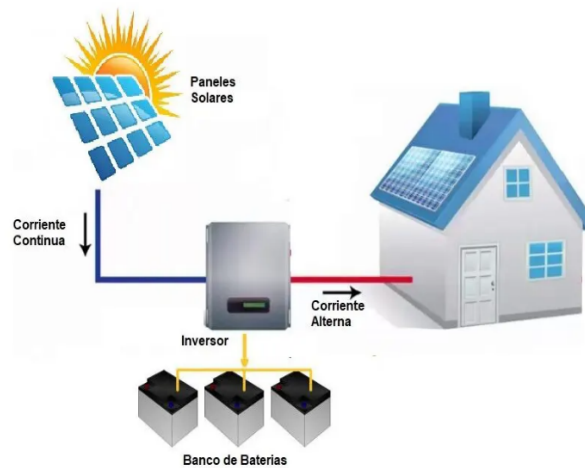


Figura 6. Sistema F.V (off grid) [15].

3.4.3 Características de la irradiancia solar en Latacunga

Según datos proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y la NASA, la ciudad de Latacunga presenta un promedio anual de irradiancia solar en el rango de aproximadamente 4.5 a 5.2 kWh/m² por día. Esta irradiancia muestra variaciones estacionales, con los niveles más elevados durante los meses secos, especialmente de junio a septiembre. Además, Latacunga experimenta un promedio diario de horas pico de sol entre 4.5 y 5.5 horas, condiciones que favorecen la implementación de sistemas fotovoltaicos porque el valor supera los 4 kWh/m² día, nivel considerado adecuado para la generación eficiente de energía solar [16].

3.4.4 Normativa Ecuatoriana sobre Generación Distribuida

La generación distribuida en Ecuador está regulada principalmente por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Esta entidad ha emitido un marco normativo que establece las condiciones para la interconexión de sistemas fotovoltaicos tanto residenciales como industriales a la red pública. Entre las características destacadas de esta regulación se encuentra la posibilidad para los usuarios de inyectar el excedente de energía producido a la red eléctrica y recibir créditos por esta energía. Además, la normativa define los requisitos técnicos y administrativos necesarios para la instalación y operación de sistemas de generación distribuida, promoviendo así el uso de energías renovables y la eficiencia energética en el país, con incentivos para su implementación [17].

Las regulaciones relacionadas incluyen el Reglamento de Generación Distribuida, la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, y normativas específicas dirigidas a la registración y certificación de equipos fotovoltaicos para asegurar el cumplimiento técnico.

3.5 MÉTODOS DE EVALUACIÓN PROBABILÍSTICA

La evaluación probabilística de sistemas eléctricos es fundamental para considerar la variabilidad de las cargas y la generación distribuida, y la simulación Monte Carlo se utiliza ampliamente para modelar la incertidumbre y mejorar la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema [18]. Particularmente bajo variaciones en la demanda y con una creciente integración de generación distribuida, exige la aplicación de métodos más sólidos y realistas que superen las limitaciones propias de los enfoques deterministas tradicionales. En este sentido, las metodologías probabilísticas han tomado un papel crucial para representar la incertidumbre relacionada con las cargas, la generación y las condiciones de operación. Entre estas metodologías, la simulación Monte Carlo destaca por su capacidad para analizar numerosos escenarios posibles a través de múltiples iteraciones estadísticas, lo que facilita la toma de decisiones basadas en análisis cuantitativos de riesgo y confiabilidad.

3.5.1 Simulación Monte Carlo

La simulación Monte Carlo es una técnica que emplea la generación masiva de números aleatorios para reproducir la incertidumbre y así calcular probabilidades o distribuciones de variables relevantes. El procedimiento esencial consta de varias etapas: primero, se define un modelo matemático que relaciona las variables de interés; luego, se asignan distribuciones de probabilidad a las variables de entrada; a continuación, se crean grandes conjuntos de datos aleatorios basados en esas distribuciones; después, se ejecuta la simulación aplicando el

modelo a cada conjunto generado; y finalmente, se analizan los resultados para obtener información sobre la variabilidad y comportamiento probable del sistema o fenómeno estudiado [19].

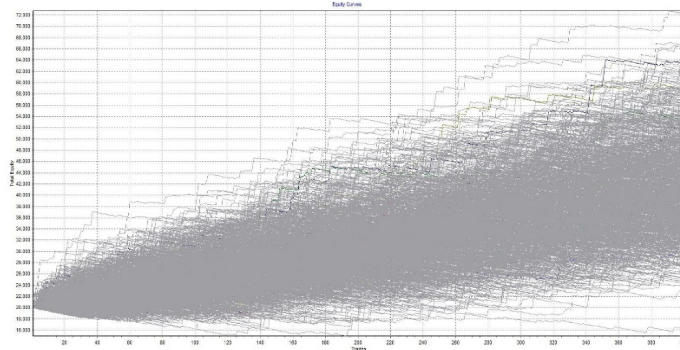


Figura 7. Simulación de Montecarlo [19].

- **Definición del modelo y variables aleatorias:** Se determina el sistema o proceso a analizar y se asignan distribuciones probabilísticas a cada variable importante (como el consumo de energía por hora, la carga máxima, entre otros).
- **Generación de escenarios aleatorios:** Se llevan a cabo múltiples simulaciones (“corridas”), donde en cada ejecución se producen valores aleatorios para cada variable conforme a su distribución asignada.
- **Evaluación y recolección de resultados:** Se calcula el resultado del modelo en cada simulación y se guarda.
- **Análisis estadístico:** Una vez finalizadas todas las simulaciones, los datos obtenidos se utilizan para construir gráficos de frecuencia, calcular promedios, varianzas, intervalos de confianza y otros indicadores esenciales para la toma de decisiones bajo condiciones de incertidumbre.

3.5.2 Ejemplos: Histogramas y diagramas de dispersión de carga horaria

El análisis de los resultados en una simulación Monte Carlo generalmente se representa mediante:

Histogramas: Son gráficos de barras que ilustran la frecuencia con que ocurren diferentes valores simulados (por ejemplo, la carga horaria en kW), lo que permite observar la dispersión y concentración de los datos.

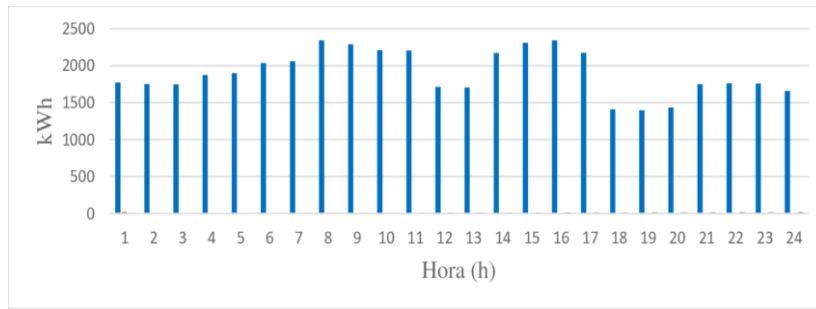


Figura 8. Histograma de Carga Horaria

Diagramas de dispersión: Estos gráficos muestran la relación entre la variable simulada y el tiempo o entre diferentes variables (como la carga por hora o por escenario), siendo útiles para identificar patrones y valores atípicos.

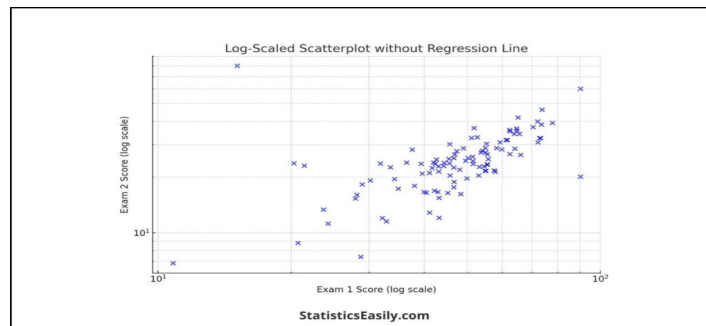


Figura 9. Diagrama de dispersión de carga horaria

Estas visualizaciones facilitan la comprensión de la distribución y comportamiento de los resultados generados por la simulación, ayudando en el análisis y la toma de decisiones bajo incertidumbre.

3.5.3 Ajuste estadístico: RMSE y pruebas de hipótesis

El ajuste estadístico evalúa qué tan bien un modelo probabilístico representa la realidad o predice los datos. Las herramientas más comunes son:

3.5.3.1 Métrica RMSE (Root Mean Square Error)

Se trata de la raíz cuadrada del promedio de los errores al cuadrado que existen entre los valores predichos o simulados y los valores reales o observados.

Donde:

son valores pronosticados
son valores observados.

Interpretación: Un RMSE bajo indica una mayor precisión del modelo. Es sensible a valores atípicos y se expresa en las mismas unidades que la variable analizada [20].

3.5.3.2 Pruebas de hipótesis

Sirven para determinar estadísticamente si la diferencia entre las salidas del modelo y los datos reales (o entre dos modelos) es significativa desde el punto de vista estadístico.

Ejemplos frecuentes:

-Prueba t para medias: Para comparar medias de dos conjuntos (modelo vs. real).

-Kolmogorov-Smirnov: Para comparar distribuciones acumuladas.

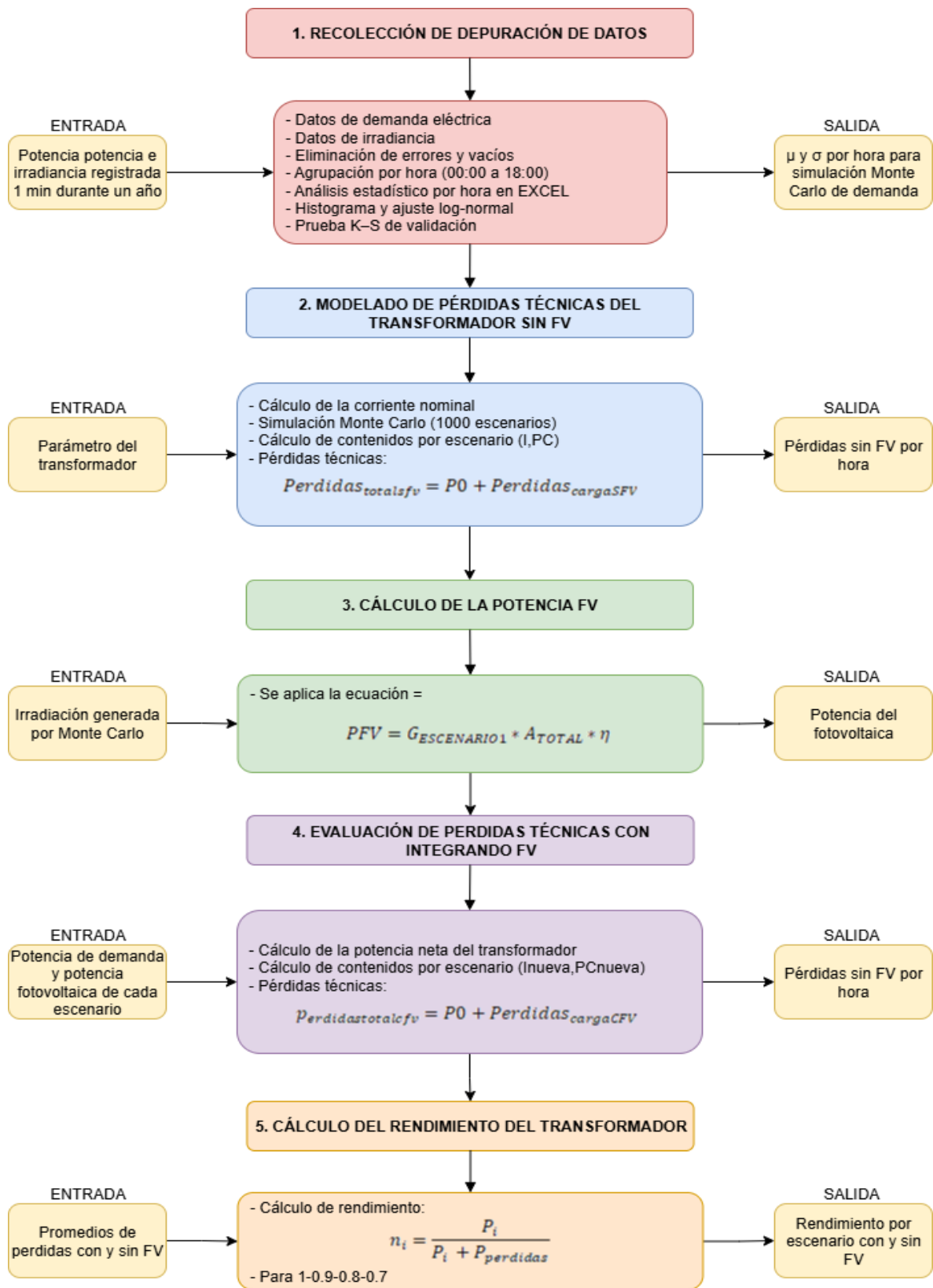
-Correlación y regresión: Se analiza el coeficiente de correlación y se realiza prueba de significancia sobre pendiente/intercepto (p.ej., si la pendiente es 1 o diferente de cero)

4 MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

En esta sección se describe de forma detallada los pasos que se van a seguir para elaborar el proyecto de investigación o propuesta tecnológica que dé solución al problema formulado, así como de los recursos que se van a necesitar para la consecución de este.

Esta sección debe contener una descripción detallada y completa de todas las modelaciones, cálculos, simulaciones y experimentaciones que se realizarán durante el diseño, análisis o evaluación del trabajo de titulación. Entre los elementos mínimos que deben incluirse están:

4.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO METODOLÓGICO PARA LA EVALUACIÓN DEL TRANSFORMADOR CON INTEGRACIÓN DE SISTEMA FV



4.2 PROCESAMIENTO Y CARACTERIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

4.2.1 Recolección y depuración de datos

Los datos utilizados en este estudio fueron extraídos desde el medidor inteligente de energía instalado a la salida del transformador objeto de análisis. La información fue exportada al formato Excel y contiene valores de potencia eléctrica registrados en intervalos de un minuto, a lo largo de un año completo.

Para efectos del análisis de eficiencia con y sin generación fotovoltaica, se seleccionó el intervalo horario entre las 06:00 y 18:00, correspondiente a las horas de irradiación solar útil. Durante esta etapa se realizaron las siguientes tareas:

- Eliminación de registros vacíos o erróneos.
- Filtrado de datos fuera del horario de interés.
- Agrupación de registros por hora, para obtener subconjuntos como “Hora 6”, “Hora 7”, etc.

Esta organización permitió un análisis probabilístico horario de la variable de interés, la potencia trifásica total (PowerTotal), expresada en vatios [W].

Cabe mencionar que este procedimiento sigue las recomendaciones de la norma IEEE 1159-2019 sobre monitoreo de calidad de energía, que sugiere validar la integridad y consistencia horaria de los datos antes de su procesamiento estadístico [21].

4.2.2 Análisis estadístico horario.

Una vez agrupados los datos por hora del día, se realizó un análisis estadístico básico en Microsoft Excel. Para ilustrar el procedimiento, se toma como ejemplo la hora 06:00.

Los siguientes parámetros fueron calculados con las funciones de Excel:

Tabla 3. Parámetros estadísticos

Indicador	Fórmula en Excel	Resultado (Hora 6)
Media	=PROMEDIO (E2:E3564)	33.031,50 W
Desviación estándar	=DESVEST.P(E2:E3564)	6.606,94 W
Mínimo	=MIN (E2:E3564)	16.568 W

Máximo	=MAX (E2:E3564)	56.312 W
Número total de datos	=CONTAR (E2:E3564)	3.562

Número de intervalos se calculó como:

(4.1)

Donde:

k: número de intervalos del histograma

n: número total de datos registrados (por ejemplo, 3562)

Ancho de clase del histograma:

(4.2)

Donde:

- h: ancho de clase
- R: rango de los datos, definido como

(4.3)

4.2.3 Construcción del histograma de frecuencia

Con los datos obtenidos, se construyó un histograma de frecuencia utilizando la herramienta “Análisis de Datos” de Excel. La frecuencia teórica de una distribución normal también fue calculada para comparar gráficamente con la distribución empírica, aplicando la fórmula:

(4.4)

Donde:

- x: valor de clase

- μ : media
- σ : desviación estándar
- n: número total de datos
- h: ancho de clase

Esta comparación permitió observar que la variable PowerTotal presenta una distribución asimétrica, especialmente en horas de baja carga, lo que motivó evaluar otro modelo estadístico más apropiado, como la log-normal [22].

4.2.4 Ajuste de distribución log-normal

El ajuste de los datos a una distribución log-normal se realiza aplicando el logaritmo natural a los valores originales. Esto se debe a que una variable se considera log-normal cuando el logaritmo de sus valores sigue una distribución normal. Es decir, si X es log-normal, entonces $Y = \ln(X)$ se distribuye normalmente. Para calcular los parámetros de esta distribución (μ y σ), se transformaron los datos aplicando el logaritmo natural y se calcularon la media y desviación estándar de los valores transformados. Este procedimiento se implementó en Python

Para obtener los parámetros μ y σ , se aplicó el siguiente código en Python, tomando como ejemplo la hora 06:00:

```
python

import numpy as np

import pandas as pd

from scipy.stats import lognorm

archivo = "MeterData.xlsx"

hoja = "LOG NORMAL hora 6"
```

```
df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)
```

```
datos = df["PowerTotal"].values
```

```
datos = datos[datos > 0]
```

```
shape, loc, scale = lognorm.fit(datos, floc=0)
```

```
mu = np.log(scale)
```

```
sigma = shape
```

```
print(f"μ (mu): {mu:.4f}")
```

```
print(f"σ (sigma): {sigma:.4f}")
```

Resultado para la hora 06:00:

$\mu=10.385$

$\sigma=0.2021$

Estos valores fueron posteriormente utilizados en Excel para calcular la función de densidad log-normal correspondiente.

4.2.5 Cálculo de densidad log-normal y validación

Con los valores de μ y σ , se generó en Excel una tabla con:

- Clase: valor representativo del intervalo
- Frecuencia: número de ocurrencias en ese intervalo
- Frecuencia normalizada: proporción respecto al total, con fórmula:

Excel

(4.5)

- Densidad log-normal calculada con:

(4.6)

Esta representación permitió comparar visualmente los datos reales con la curva teórica log-normal, mostrando un buen ajuste visual [22].

4.2.6 Validación estadística: Prueba de Kolmogorov–Smirnov

Para validar si los datos de PowerTotal por hora siguen una distribución log-normal, se utilizó la prueba de Kolmogorov–Smirnov (K-S) en el software SPSS, una herramienta adecuada para grandes volúmenes de datos.

La tabla siguiente presenta los resultados de la prueba para los grupos horarios GRUPO06 a GRUPO18 (06:00 a 18:00):

Tabla 4 Resultado horario 06 - 18

Grupo	Estadístico K-S	Sig.
GRUPO06	0.020	0.016
GRUPO07	0.034	< 0.001
GRUPO08	0.077	< 0.001
GRUPO09	0.109	< 0.001
GRUPO10	0.105	< 0.001
GRUPO11	0.113	< 0.001
GRUPO12	0.078	< 0.001
GRUPO13	0.079	< 0.001
GRUPO14	0.108	< 0.001
GRUPO15	0.106	< 0.001
GRUPO16	0.068	< 0.001
GRUPO17	0.099	< 0.001

GRUPO18	0.132	< 0.001
---------	-------	---------

Dado que el nivel de significancia (Sig.) es inferior a 0.05 en la mayoría de horas, se concluye que la hipótesis nula de normalidad es rechazada, lo que respalda el uso de la log-normal como mejor ajuste en el modelado probabilístico de la demanda [23].

4.3 MODELADO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR

Este apartado describe el procedimiento aplicado para estimar las pérdidas técnicas en un transformador de distribución de 300 kVA, considerando distintos escenarios de demanda generados mediante simulación Monte Carlo. El análisis se realiza sin la presencia de generación fotovoltaica, con el objetivo de establecer una línea base para su posterior comparación.

4.3.1 Datos base

Para el cálculo de pérdidas se consideraron los siguientes valores característicos:

- Potencia aparente nominal del transformador:
- Tensión secundaria (baja tensión):
- Factor de potencia:

Las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga a plena carga fueron determinadas con base en fórmulas empíricas utilizadas para estimar pérdidas técnicas en transformadores de distribución:

- Pérdidas en vacío (núcleo magnético):

(4.7)

Donde $P_n=300$ (potencia en kVA). Así:

(4.8)

- Pérdidas en carga a plena carga (efecto Joule):

(4.9)

Aplicando

(4.10)

Estas fórmulas han sido utilizadas en estudios técnicos sobre eficiencia de transformadores [24].

4.3.2 Cálculo de la corriente nominal

La corriente nominal en el lado de baja tensión se calculó según la fórmula:

(4.11)

Reemplazando:

4.3.3 simulación de escenarios de demanda

A partir de los parámetros estadísticos ajustados a la distribución log-normal para la hora 6:00

($\mu = 10.385$, $\sigma = 0.2021$), se generaron 1,000 escenarios de potencia con el siguiente código en Python:

```
python

import numpy as np

import pandas as pd

mu = 10.385

sigma = 0.2021

n_escenarios = 1000

potencias_simuladas = np.random.lognormal(mean=mu, sigma=sigma, size=n_escenarios)

df_simulacion = pd.DataFrame({'Potencia Simulada (W)': potencias_simuladas})

df_simulacion.to_excel('MonteCarlo_Hora6.xlsx', index=False)
```

Los datos fueron exportados a Excel para su posterior análisis y cálculo de pérdidas técnicas [25].

4.3.4 Cálculo de la corriente por escenario

Para cada escenario de potencia activa simulada se calculó la corriente secundaria:

(4.12)

Donde:

: potencia activa simulada del primer escenario (en watt)

: tensión de línea a línea del transformador

: factor de potencia Para el cálculo de pérdidas se consideraron los siguientes valores característicos:

Ejemplo numérico

Para el primer escenario generado en la simulación Monte Carlo:

Sustituyendo en la ecuación (4.13):

4.3.5 Estimación de pérdidas en carga sin FV

Las pérdidas en carga se modelaron en función cuadrática respecto a la corriente simulada:

(4.13)

Donde:

: corriente del escenario que ya se calculo

: corriente nominal

: perdida en carga nominal

Aplicando el ejemplo:

Este modelo sigue la ley de pérdidas por efecto Joule, ampliamente aceptada en la teoría de transformadores [26].

4.3.6 Estimación total de pérdidas técnicas sin FV

La pérdida total se obtiene sumando las pérdidas en vacío (constantes) con las pérdidas en carga para cada escenario:

(4.14)

Donde:

: pérdidas en vacío calculadas

Ejemplo con el mismo escenario 1:

Este procedimiento fue aplicado a los 1000 escenarios generados para la hora 6:00, y los resultados fueron procesados y visualizados en Excel.

4.4 MODELADO PROBABILÍSTICO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

El objetivo de este apartado es representar de manera probabilística la potencia generada por un sistema fotovoltaico en función de la irradiancia solar, considerando las condiciones locales registradas en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Este análisis se centra en la hora 6:00 a.m., tomando como base los datos horarios de irradiancia registrados a lo largo de un año.

4.4.1 Recolección y procesamiento de datos de irradiancia

Se utilizaron datos experimentales de irradiancia horaria correspondientes a la hora 6:00, recopilados por una estación meteorológica ubicada en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Los registros se encuentran organizados en formato Excel y fueron procesados para eliminar valores atípicos y nulos.

A partir de los registros para dicha hora, se calcularon en Excel los siguientes parámetros estadísticos:

Tabla 5. Parámetros estadísticos

Indicador	Fórmula en Excel	Resultado (Hora 6)
------------------	-------------------------	---------------------------

Media	=PROMEDIO(rango_datos)	19,31 W/m ²
Desviación estándar	=DESVEST.P(rango_datos)	20,49 W/m ²
Coefficiente de variación	=DESVEST.P/Media*100	106,10 %
Mínimo	=MIN(rango_datos)	1 W/m ²
Máximo	=MAX(rango_datos)	227 W/m ²
Total de datos	=CONTAR(rango_datos)	1.537
Número de intervalos	=RAIZ(Total_datos)	39
Rango	=Máximo - Mínimo	226 W/m ²
Ancho de clase	=Rango / Número de intervalos	5,76 W/m ²

Estos datos fueron empleados para construir el histograma de frecuencias y posteriormente realizar el ajuste de una distribución log-normal.

4.4.2 Ajuste de distribución log-normal

Debido a la asimetría positiva observada en el histograma, se optó por ajustar los datos de irradiancia a una distribución log-normal. Este tipo de distribución es comúnmente utilizada en modelado solar por su capacidad para representar fenómenos naturales con sesgo hacia valores bajos y colas largas hacia la derecha.

El ajuste se realizó utilizando el paquete `scipy.stats` de Python. El código empleado fue:

```
python

import numpy as n

import numpy as np

import pandas as pd

from scipy.stats import lognorm

archivo = "IRRADIACION DATOS.xlsx"
```

```

hoja = "LOG NORMAL hora 6"

df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)

datos = df["Datos irradiación"].values

datos = datos[datos > 0]

# Ajuste distribución log-normal

shape, loc, scale = lognorm.fit(datos, floc=0)

mu = np.log(scale)

sigma = shape

print(f"μ (mu): {mu:.4f}")

print(f"σ (sigma): {sigma:.4f}")

```

Los parámetros obtenidos para la hora 6:00 fueron:

Resultado para la hora 06:00:

-
-

4.4.3 Validación del ajuste

Para validar el ajuste a la distribución log-normal, se empleó la prueba de Kolmogorov-Smirnov, utilizando el software SPSS. La prueba fue no significativa ($p > 0.05$), indicando que no se puede rechazar la hipótesis nula de que los datos provienen de una distribución log-normal [23].

4.4.4 Simulación Monte Carlo de Irradiancia

Una vez validada la distribución, se procedió a simular 1.000 escenarios de irradiancia para la hora 6:00 mediante el método Monte Carlo. Se utilizó la función `np.random.lognormal()` con los parámetros obtenidos en el ajuste:

```
python

import numpy as np

import pandas as pd

# Parámetros de entrada

mu = 2.5952

sigma = 0.8226

n_escenarios = 1000

# Simulación de irradiancia (W/m2)

irradiancia_simulada = np.random.lognormal(mean=mu, sigma=sigma, size=n_escenarios)

# Crear DataFrame

df_irradiacion = pd.DataFrame({'Irradiancia Simulada (W/m2)': irradiancia_simulada})
```

Exportar a Excel

df_irradiancia.to_excel('Irradian_MonteCarlo_Hora6.xlsx', index=False)

4.4.5 Cálculo de potencia fotovoltaica

Una vez generados los escenarios de irradiancia mediante la simulación Monte Carlo, se procede al cálculo de la potencia eléctrica generada por el sistema fotovoltaico (FV) para cada escenario. Este procedimiento es esencial para integrar la generación distribuida en los análisis energéticos posteriores del sistema eléctrico.

Parámetros del sistema FV

A continuación, se detallan los parámetros utilizados para el cálculo de la potencia generada para el cálculo de pérdidas se consideraron los siguientes valores característicos:

Tabla 6. Datos por considerar para el cálculo de potencia

Parámetro	Valor	Descripción
Potencia pico total (Ppico)	30 kWp	Capacidad total nominal del sistema
Potencia por panel	0.6 kWp	Capacidad por panel fotovoltaico
Número de paneles	50	30 kWp / 0.6 kWp = 50
Dimensiones del panel	2278 mm × 1134 mm	Hoja de datos del fabricante
Área por panel	2.584 m ²	$(2.278 \times 1.134) / 10^6 = 2.584 \text{ m}^2$
Área total del sistema	129.2 m ²	2.584 m ² × 50 paneles
Eficiencia del módulo (η)	22.45%	Valor típico reportado por el fabricante

La potencia generada por el sistema fotovoltaico se estimó para cada escenario utilizando la siguiente expresión:

(4.15)

Donde:

- : Irradiancia simulada en W/m²
- Área total de los paneles solares (m²)
- : Eficiencia del sistema fotovoltaico

Por ejemplo, si en el escenario 1 la irradiancia fue de 7,1137 W/m², la potencia generada es:

Este procedimiento fue aplicado a los 1000 escenarios generados en la simulación Monte Carlo, utilizando Excel para calcular la columna correspondiente a la Potencia FV (kW) en función de la irradiancia simulada.

4.5 Evaluación de pérdidas técnicas con sistema fotovoltaico integrado.

En esta parte describe el procedimiento seguido para estimar las pérdidas técnicas en un transformador de distribución de 300 kVA, considerando la integración de un sistema fotovoltaico (FV) distribuido. El análisis se realiza con base en simulación Monte Carlo con 1000 escenarios, y se toma como referencia la hora 6:00 para ilustrar el comportamiento técnico del sistema con generación solar.

4.5.1 Cálculo de potencia neta al transformador

Una vez determinada la potencia generada por el sistema fotovoltaico en cada escenario, se calculó la potencia neta demandada al transformador restando dicha generación de la demanda total del escenario:

(4.16)

Donde:

Potencia neta suministrada por el transformador en el escenario 1

: Potencia activa simulada en el escenario 1

: Potencia generada por el sistema FV en el escenario 1

En aquellos casos en que la generación FV supera la demanda, la potencia neta se restringe a cero para evitar valores negativos, bajo el supuesto de que no se considera exportación hacia la red [27].

4.5.2 Cálculo de la corriente nueva del transformador

A partir de la potencia neta obtenida, se calculó la corriente nueva del transformador usando la siguiente expresión:

(4.17)

Donde:

Corriente nueva escenario 1

Tensión de línea en el lado de baja tensión,

Factor de potencia

Este cálculo permite conocer el nivel de carga del transformador en cada escenario con generación FV [28].

4.5.3 Estimación de pérdidas en carga con FV

Con los valores de corriente nueva obtenidos, se modelaron las pérdidas en carga del transformador utilizando una relación cuadrática:

(4.18)

Donde:

: corriente del escenario que ya se calculo

: corriente nominal

: perdida en carga nominal

4.5.4 Estimación de pérdidas técnicas totales con FV

Las pérdidas técnicas por escenario se calcularon sumando las pérdidas constantes en vacío con las pérdidas en carga con FV:

(4.14)

Donde:

- : pérdidas en vacío calculadas

Ejemplo con el mismo escenario 1:

Este valor fue obtenido previamente y se mantiene constante para todos los escenarios [29].

4.6 Evaluación del índice de carga y rendimiento del transformador

Esta sección tiene como objetivo evaluar el comportamiento del transformador de 300 kVA a través del cálculo del índice de carga y del rendimiento (o eficiencia) para cada uno de los 1,000 escenarios generados mediante la simulación Monte Carlo, tanto en condiciones con integración fotovoltaica (FV) como sin ella. La comparación entre ambos casos permite analizar el impacto de la generación distribuida sobre el desempeño técnico del sistema eléctrico.

4.6.1 Índice de carga

El índice de carga (IC) es una variable fundamental para analizar el comportamiento de los transformadores eléctricos. Se define como la relación entre la potencia activa suministrada y la potencia nominal del transformador:

(4.15)

Donde:

: es la potencia activa del escenario i , sin considerar el aporte fotovoltaico.

: es la potencia nominal del transformador.

4.6.2 Cálculo de corriente

La corriente en el lado secundario del transformador fue calculada para cada escenario a partir de la potencia activa correspondiente, tanto en condiciones con y sin sistema FV, utilizando la siguiente ecuación:

(4.16)

Donde:

: es la potencia activa para el escenario i.

: es la tensión de línea en baja tensión.

: es el factor de potencia

4.6.3 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas se calcularon sumando las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga para cada escenario, mediante la siguiente fórmula:

(4.17)

Donde:

: son las pérdidas en vacío del transformador.

: son las pérdidas en carga a plena carga.

: es la corriente del escenario i.

: es la corriente nominal del transformador.

4.6.4 Cálculo del rendimiento

El rendimiento o eficiencia del transformador se determinó para cada escenario, como el cociente entre la potencia saliente (potencia activa entregada a la carga) y la potencia entrante (suma de potencia activa más pérdidas técnicas):

(4.18)

Donde:

: es la potencia activa para el escenario i.

: es el total de pérdidas técnicas (vacío + carga) en ese escenario.

Esta fórmula fue aplicada a cada escenario tanto en condiciones sin generación FV como con generación FV. Se obtuvo así el rendimiento específico del transformador frente a diferentes condiciones de carga [30].

4.6.5 Consideraciones de diferentes factores de potencia

Con el fin de analizar el comportamiento del rendimiento bajo distintas condiciones operativas, se repitió el cálculo de eficiencia para factores de potencia de 1.0, 0.9 y 0.8. Este análisis permite visualizar cómo afecta el FP al rendimiento general del sistema, especialmente en escenarios con baja carga.

5 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 6:00

La evaluación de pérdidas técnicas para la hora 06:00 se realizó con base en 1.000 escenarios simulados de demanda y generación fotovoltaica. Este horario representa el inicio de la jornada con baja irradiancia solar, por lo que resulta útil para analizar el impacto inicial de la generación distribuida sobre la operación técnica del transformador de distribución.

5.1.1. Resultados observados

Tabla 7 Resultados promedios de pérdidas técnicas (hora 06:00)

Escenario	Valor (kW)
Energía promedio sin FV (kWh/año)	0.8055
Energía promedio con FV (kWh/año)	0.8041
Reducción absoluta anual	0.5209 kWh/año
Reducción relativa	0.1737 %

La tabla muestra que, aunque la generación FV es baja a esta hora, se logra una reducción técnica leve pero significativa en términos anuales. Esta disminución es resultado de una menor carga sobre el transformador, lo cual reduce la corriente secundaria y, por consiguiente, las pérdidas asociadas.

5.1.2 Análisis gráfico de escenarios

A continuación, se presenta el gráfico comparativo de pérdidas técnicas para los 1.000 escenarios de simulación, tanto con como sin sistema FV:

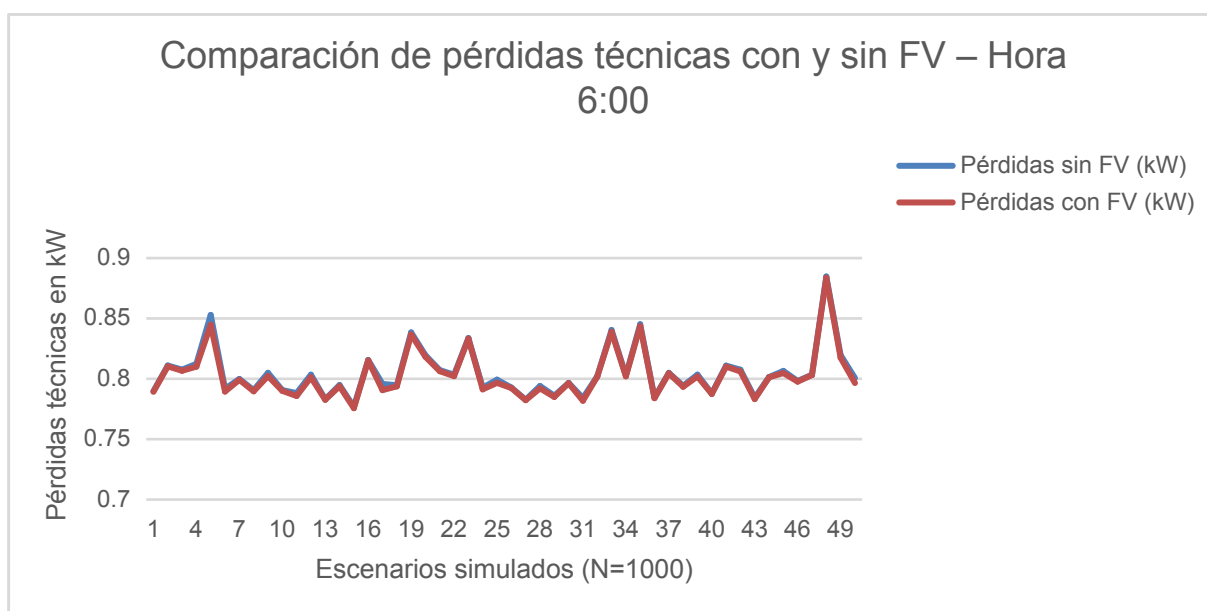


Figura 10 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV (hora 06:00)

5.2 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 7:00

La evaluación de pérdidas técnicas para la hora 7:00 permite observar el efecto creciente de la generación fotovoltaica a medida que mejora la irradiancia solar. Este análisis corresponde a un horario de transición entre la baja y media generación FV, y es clave para observar cómo el

sistema FV reduce la demanda neta al transformador.

5.2.1 Resultados observados

seguridad, y eficiencia del sistema hidráulico, asegurando un funcionamiento fiable y prolongando la vida útil de los componentes.

Tabla 8 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 7:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	3.892,26
Energía promedio con FV (kWh/año)	3.828,65
Reducción absoluta estimada	63,60 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	1,63 %

Estos resultados muestran que, a partir de la hora 7:00, el aporte solar comienza a ser más representativo. Aunque la reducción relativa aún es discreta, el efecto acumulativo que se generará en las siguientes horas será más evidente.

El análisis permite confirmar que el sistema fotovoltaico disminuye la energía demandada al transformador, y con ello, las pérdidas asociadas a la circulación de corriente

5.2.2 Análisis gráfico de escenarios

Se generó un gráfico comparativo de los 49 escenarios representativos, que muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas con y sin FV para la hora 7:00.

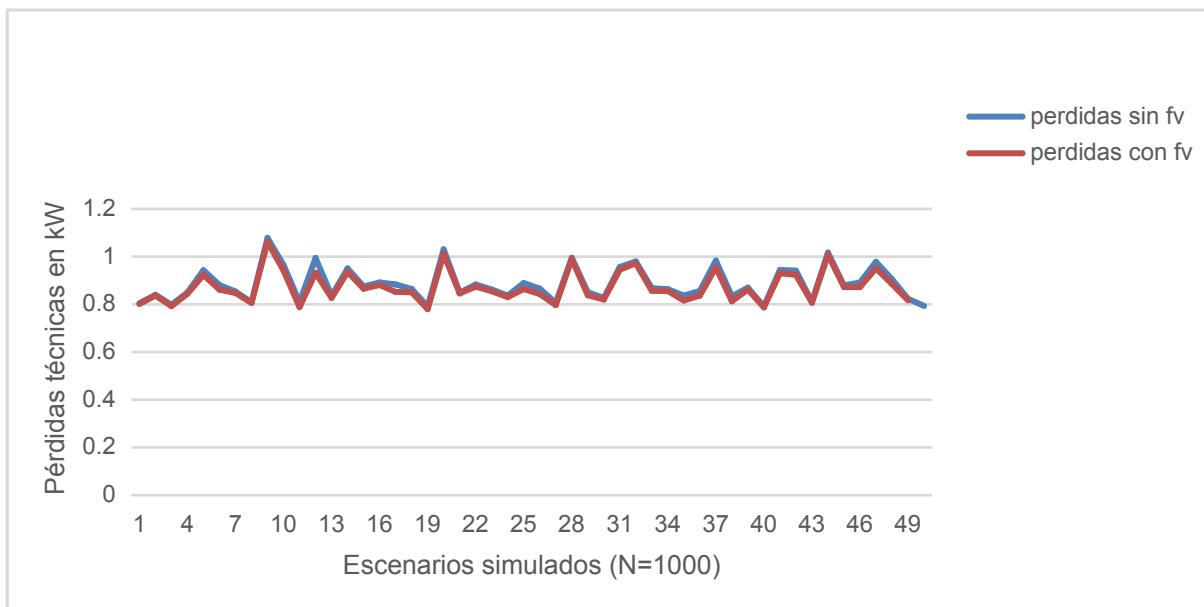


Figura 11 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 7:00

5.3 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 8:00

Durante la hora 8:00, la irradiancia solar es considerablemente mayor en comparación con las primeras horas del día, lo que permite observar un efecto más notorio del sistema fotovoltaico en la reducción de carga del transformador. Esta sección presenta el análisis técnico comparando pérdidas con y sin generación FV.

5.3.1 Resultados observados

Tabla 9 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 8:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.645,15
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.416,99
Reducción absoluta estimada	228,17 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	4,91 %

Los resultados reflejan una mayor diferencia entre los escenarios con y sin FV en comparación con las horas anteriores. Esta mejora en la reducción de pérdidas se debe al incremento de generación fotovoltaica, que desplaza parte de la demanda que normalmente debe ser atendida por el transformador.

5.3.2 Análisis gráfico de escenarios

Se elaboró un gráfico comparativo con los 49 escenarios seleccionados para ilustrar visualmente el comportamiento de las pérdidas técnicas en esta hora.

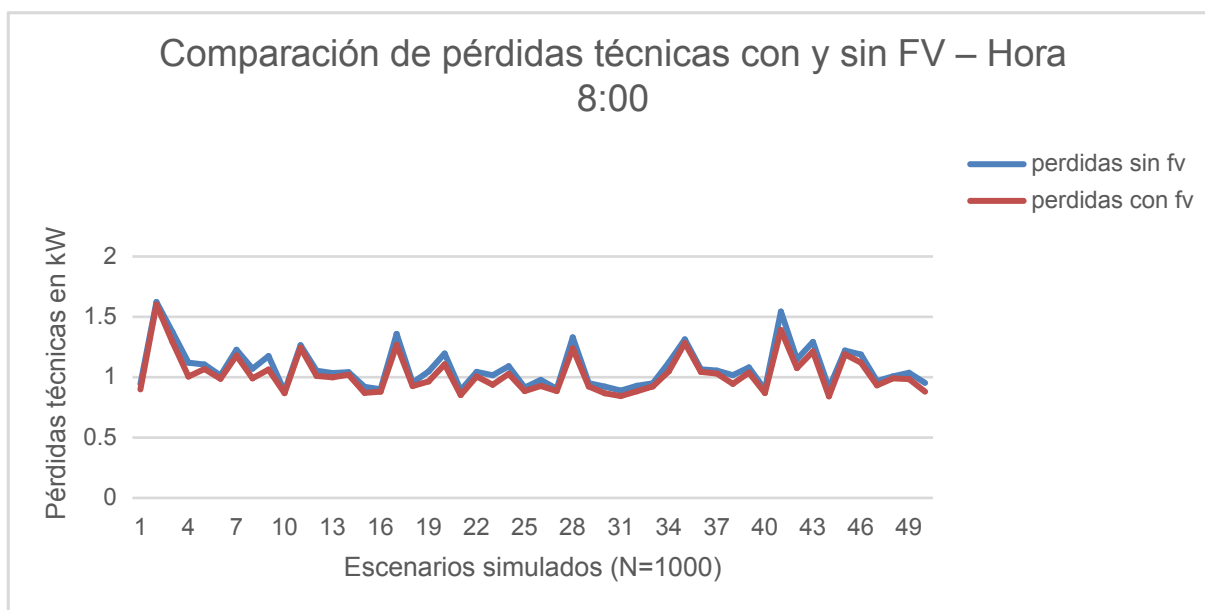


Figura 12 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 8:00

5.4 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 9:00

En la hora 9:00, la generación fotovoltaica comienza a tener un impacto aún más notorio en la red de distribución. Este análisis permite evidenciar con mayor claridad el beneficio técnico que ofrece la inyección de energía solar en la reducción de pérdidas.

5.4.1 Resultados observados

Tabla 10 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 9:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.903,07
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.488,53
Reducción absoluta estimada	414,55 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	8,45 %

Los resultados muestran una mejora significativa en la eficiencia del sistema, con una reducción de más de 400 kWh/año en pérdidas técnicas al integrar generación solar en esta hora. Esto evidencia que la generación FV ya representa una porción considerable de la

demanda eléctrica a esta hora del día.

5.4.2 Análisis gráfico de escenarios

Se elaboró un gráfico comparativo para los 49 escenarios seleccionados a la hora 9:00.

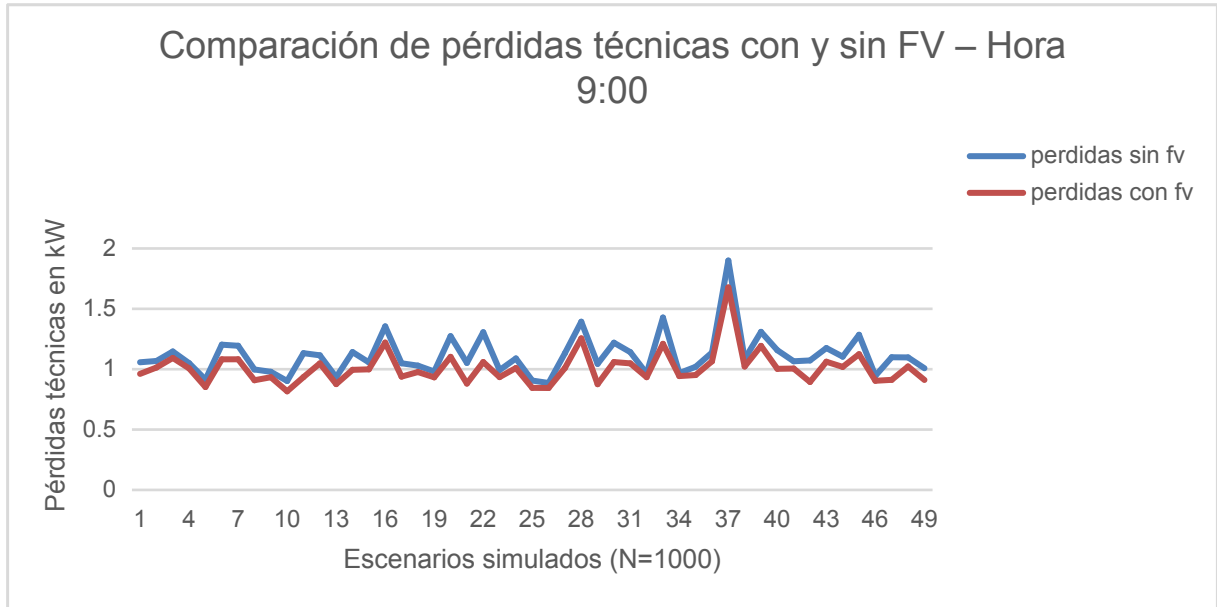


Figura 13 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 9:00

5.5 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 10:00

A las 10:00, la irradiancia solar ha aumentado considerablemente, lo que incrementa el aporte energético del sistema fotovoltaico. Esto permite reducir aún más la carga sobre el transformador de distribución, generando una disminución más marcada en las pérdidas técnicas.

5.5.1 Resultados observados

Tabla 11 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 10:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	5.038,99
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.489,25
Reducción absoluta estimada	549,74 kWh/año

Reducción relativa de pérdidas	10,91 %
--------------------------------	---------

Se observa que la generación FV reduce las pérdidas en más de 549 kWh anuales a esta hora, lo que representa una mejora importante respecto a las horas anteriores. La mayor irradiancia permite que el sistema FV cubra una fracción considerable de la demanda total.

5.5.2 Análisis gráfico de escenarios

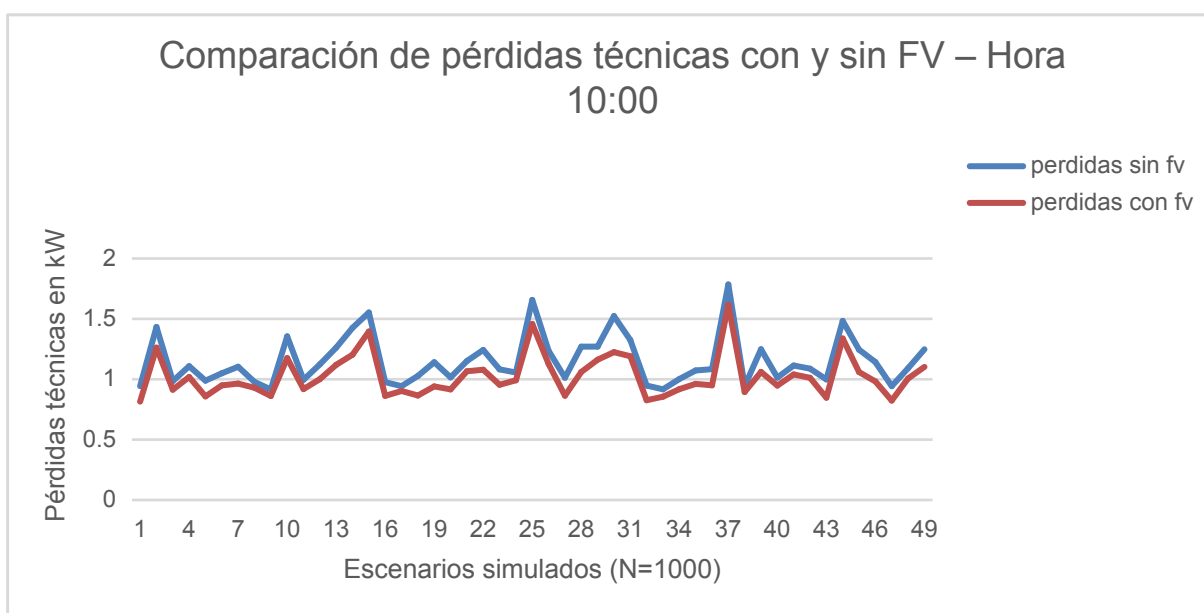


Tabla 14 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 10:00

5.6 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 11:00

Durante la hora 11:00, la irradiancia alcanza niveles aún más altos, generando un impacto más sustancial en la reducción de pérdidas técnicas gracias a la mayor inyección de energía desde el sistema fotovoltaico. Esta hora representa un punto intermedio del día, donde el efecto de la generación distribuida comienza a consolidarse.

5.6.1 Resultados observados

Tabl 12 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 11:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.999,18

Energía promedio con FV (kWh/año)	4.418,44
Reducción absoluta estimada	580,73 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	11,62 %

El sistema FV logra reducir más de 580 kWh/año en pérdidas técnicas a esta hora. Esta reducción es mayor que la registrada en las horas previas, lo que evidencia el efecto positivo acumulativo de la generación solar en el sistema de distribución.

5.6.2 Análisis gráfico de escenarios

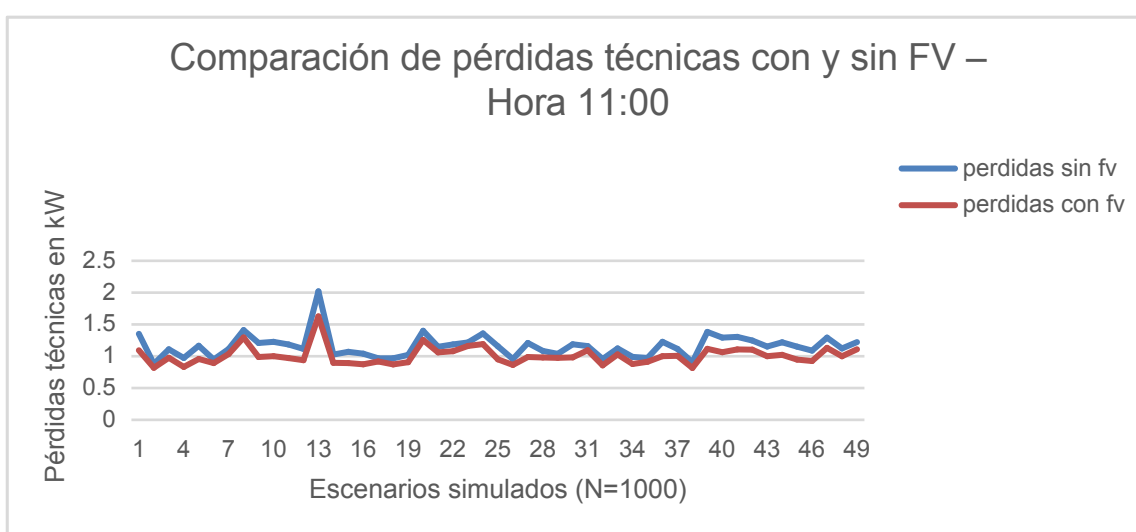


Figura 15 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 11:00

5.7 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 12:00

En la hora 12:00, el sistema fotovoltaico opera cerca de su punto óptimo de generación debido a la irradiancia máxima del día. Este aumento en la energía generada tiene un efecto considerable sobre la reducción de la carga que debe ser suministrada por el transformador, lo que se traduce en una menor corriente secundaria y, en consecuencia, una menor cantidad de pérdidas técnicas.

5.7.1 Resultados observados

Tabla 13 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 12:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.912,61

Energía promedio con FV (kWh/año)	4.342,22
Reducción absoluta estimada	570,40 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	11,61 %

Este horario confirma que la mayor irradiancia se traduce en una mayor eficiencia operativa del sistema, lo que reduce significativamente las pérdidas técnicas en comparación con los casos sin generación fotovoltaica.

5.7.2 Análisis gráfico de escenarios

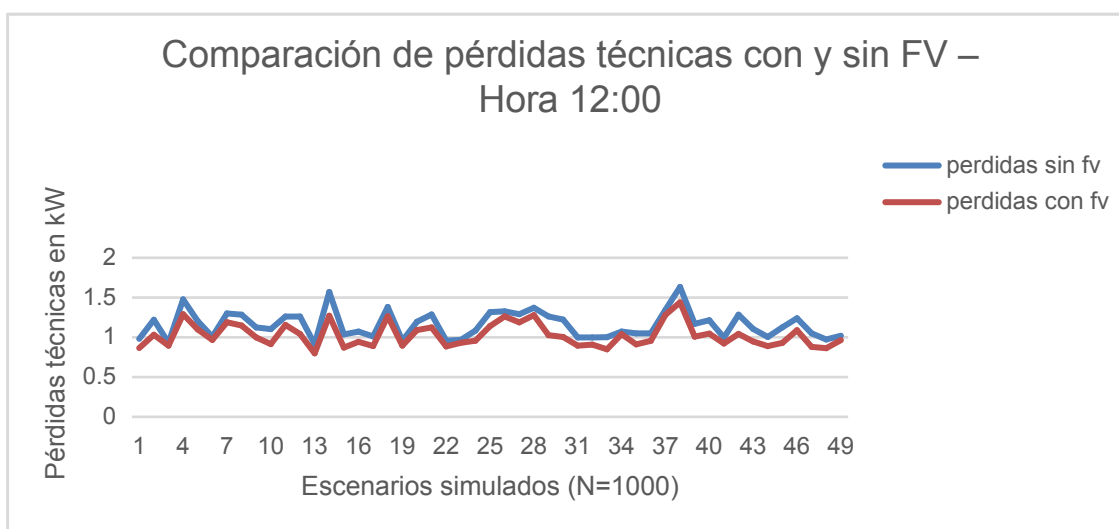


Figura 16 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 12:00

5.8 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 13:00

La hora 13:00 mantiene un nivel elevado de irradiancia solar, lo que permite una generación fotovoltaica significativa. Este comportamiento influye directamente en la disminución de la potencia que debe ser entregada por el transformador, impactando positivamente en la reducción de pérdidas técnicas.

5.8.1 Resultados observados

Tabla 14 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 13:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.865,61

Energía promedio con FV (kWh/año)	4.352,53
Reducción absoluta estimada	513,08 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	10,55 %

Estos resultados indican una mejora técnica importante gracias al aporte de la generación fotovoltaica en esta franja horaria. El sistema FV reduce la carga demandada al transformador, lo que se traduce en menor circulación de corriente y, por tanto, en menores pérdidas.

5.8.2 Análisis gráfico de escenarios

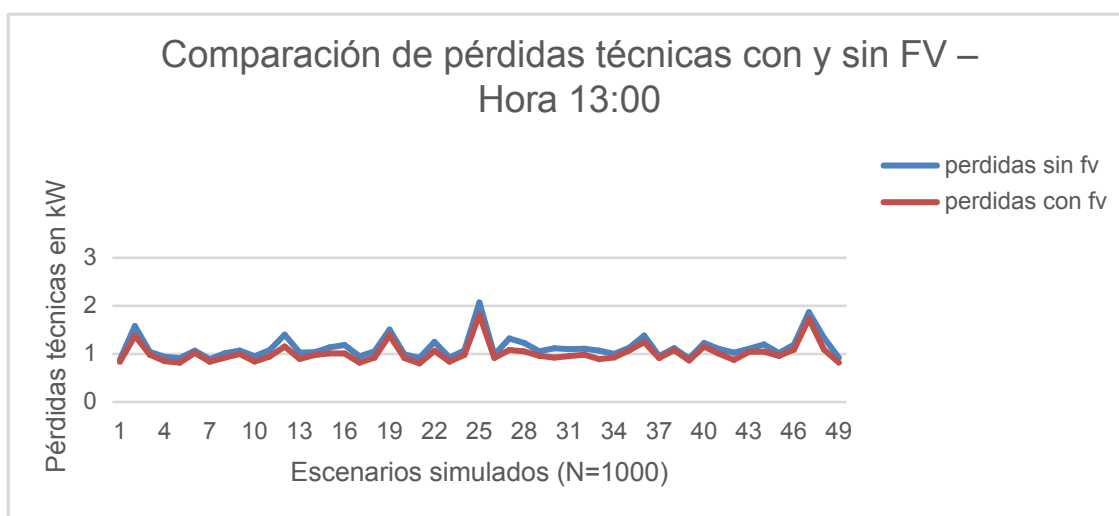


Figura 17 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 13:00

5.9 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 14:00

Durante la hora 14:00, el sistema fotovoltaico mantiene un alto nivel de generación debido a la continuidad de condiciones óptimas de irradiancia. Esto permite un impacto técnico claro sobre las pérdidas asociadas al transformador.

5.9.1 Resultados observados

Tabla 15 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 14:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.988,70
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.534,96
Reducción absoluta estimada	453,74 kWh/año

Reducción relativa de pérdidas	9,10 %
--------------------------------	--------

Los resultados reflejan una disminución considerable en las pérdidas técnicas. La generación solar a esta hora logra desplazar una fracción significativa de la demanda, disminuyendo la corriente por el transformador y, en consecuencia, las pérdidas por efecto Joule.

5.9.2 Análisis gráfico de escenarios

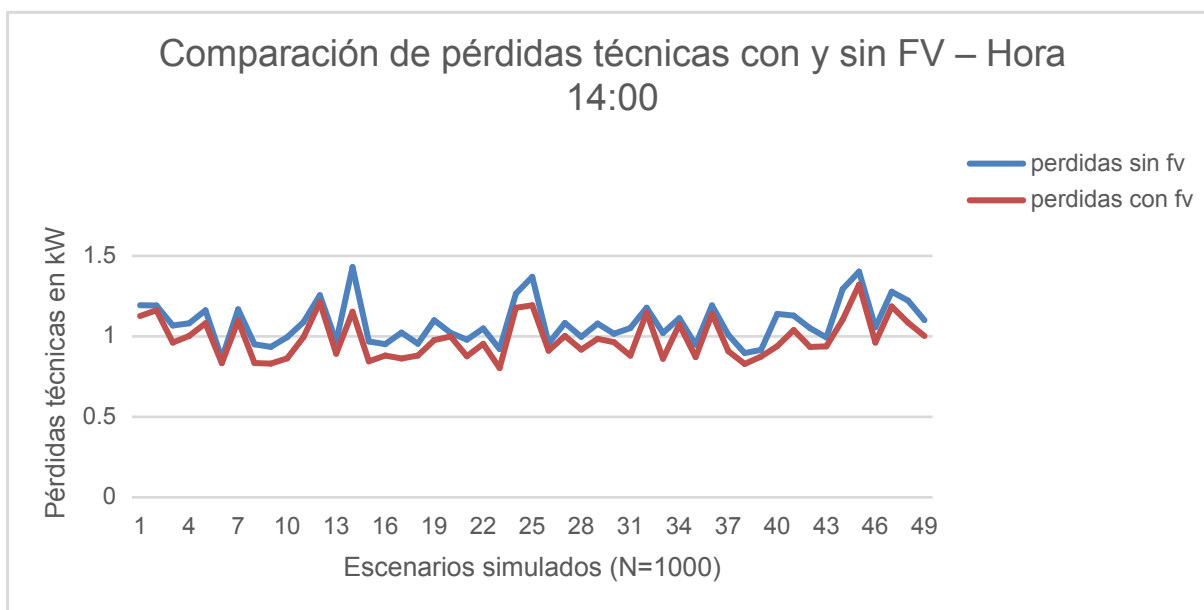


Figura 18 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 14:00

5.10 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 15:00

La hora 15:00 marca el inicio de la disminución progresiva en la irradiancia solar. A pesar de ello, la generación fotovoltaica aún se mantiene en niveles relevantes, permitiendo una reducción apreciable de la carga en el transformador.

5.10.1 Resultados observados

Tabla 16 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 15:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	5.055,56
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.694,77
Reducción absoluta estimada	360,79 kWh/año

Reducción relativa de pérdidas	7,14 %
--------------------------------	--------

Los resultados indican que la generación solar aún tiene un impacto significativo en esta hora. La reducción de corriente en el transformador gracias al aporte FV contribuye a minimizar las pérdidas técnicas, aunque en menor proporción que en el punto de máxima irradiación.

5.10.2 Análisis gráfico de escenarios

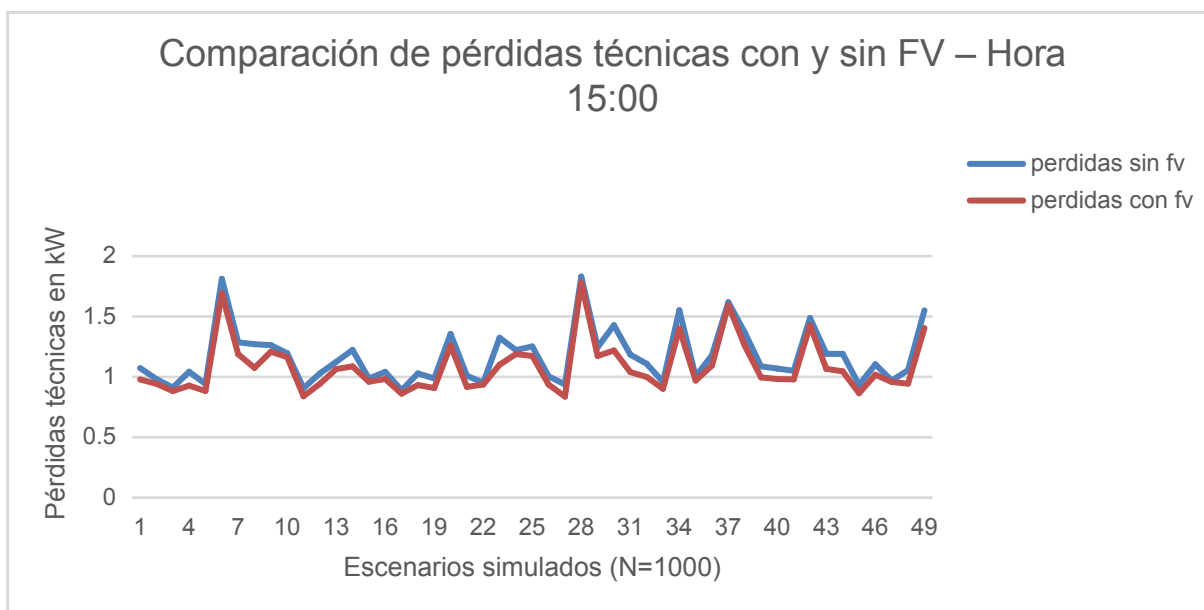


Figura 19 1 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 15:00

5.11 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 16:00

A las 16:00, la irradiancia solar disminuye considerablemente, acercándose al final del periodo útil de generación fotovoltaica. Sin embargo, aún se logra observar un impacto técnico en la reducción de las pérdidas del sistema.

5.11.1 Resultados observados

Tabla 17 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 16:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.774,33
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.555,46
Reducción absoluta estimada	218,87 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	4,58 %

El sistema fotovoltaico logró una disminución moderada en las pérdidas técnicas. Aunque el nivel de irradiancia a esta hora es bajo, el efecto acumulativo de la generación durante el día sigue siendo favorable para la eficiencia energética del transformador.

5.11.2 Análisis gráfico de escenarios

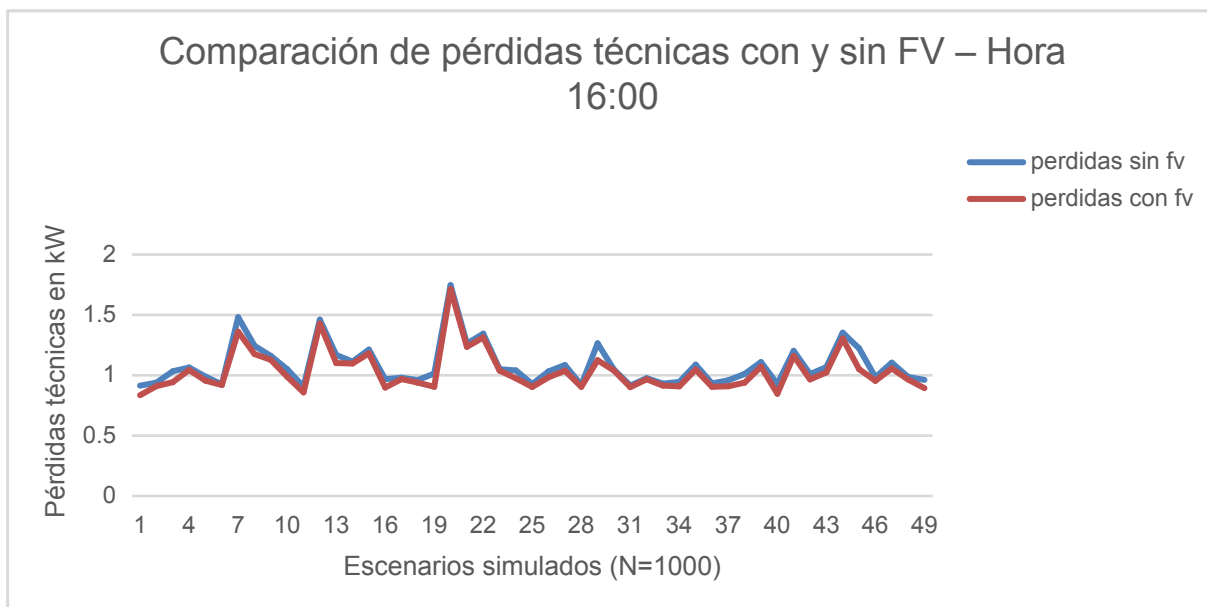


Figura 20. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 16:00

5.12 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS – HORA 17:00

Durante la hora 17:00, la irradiancia solar se encuentra en declive, marcando el final del periodo de generación activa. A pesar de ello, el sistema fotovoltaico todavía aporta cierta reducción en la energía disipada por pérdidas técnicas.

5.12.1 Resultados observados

Figura 18 Resultados de pérdidas técnicas para la hora 17:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.577,21
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.486,15
Reducción absoluta estimada	91,06 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	1,99 %

La disminución en las pérdidas técnicas es limitada en este horario, debido a la baja generación FV disponible. Sin embargo, se mantiene una mejora, aunque marginal, respecto al escenario sin generación solar.

5.12.2 Análisis gráfico de escenarios



Figura 21 Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 17:00

5.13 Evaluación de pérdidas técnicas – Hora 18:00

La hora 18:00 marca el final del periodo con potencial de generación solar. A esta hora, la irradiancia es prácticamente nula, por lo que el sistema fotovoltaico tiene un impacto mínimo o nulo sobre la carga del transformador.

5.13.1 Resultados observados

Tabla 19. Resultados de pérdidas técnicas para la hora 18:00

Indicador	Valor
Energía promedio sin FV (kWh/año)	4.863,80
Energía promedio con FV (kWh/año)	4.843,94
Reducción absoluta estimada	19,86 kWh/año
Reducción relativa de pérdidas	0,41 %

La reducción de pérdidas técnicas en este horario es muy baja, lo cual era esperado debido a que a las 18:00 prácticamente no hay generación solar. Aun así, el sistema FV logra un mínimo efecto favorable.

5.13.2 Análisis gráfico de escenarios



Figura 22. Comparación de pérdidas técnicas con y sin FV – Hora 18:00

5.2 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS POR HORA

5.2.1. Análisis correspondiente a la hora 6

Durante la hora 6, el transformador evidenció un rendimiento notablemente alto. La integración del sistema FV mostró un impacto casi nulo, destacando la eficiencia en condiciones de baja carga.

Tabla 20. Rendimiento con y sin FV – Hora 6

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.997491	99.997451	-0.000040
0.9	99.997491	99.997451	-0.000040
0.8	99.997491	99.997451	-0.000040
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

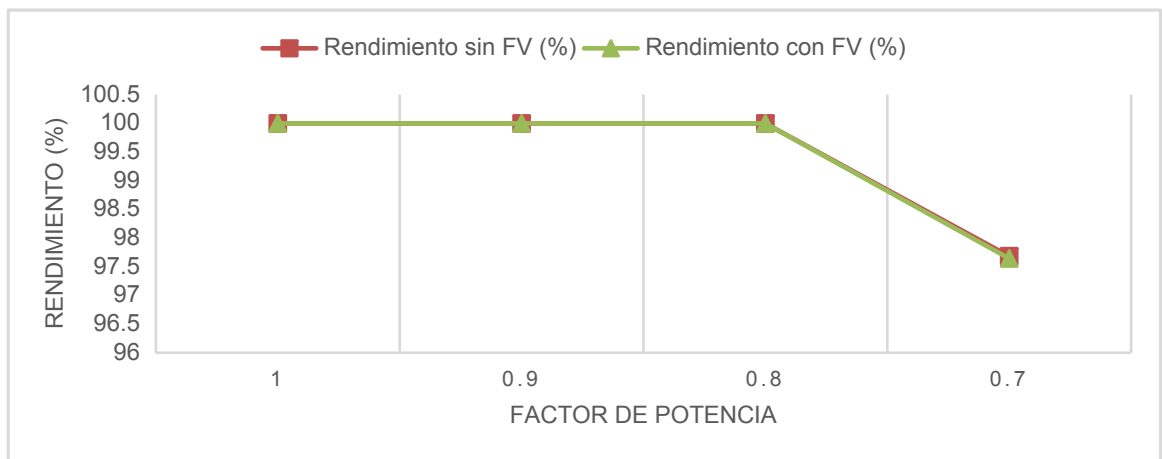


Figura 23. Comparación de rendimiento – Hora 6

5.2.2 Análisis correspondiente a la hora 7

A la hora 7, se mantuvo una eficiencia elevada en todos los factores de potencia. El sistema FV solo generó variaciones mínimas, sin afectar la estabilidad operativa del transformador.

Tabla 21. Rendimiento con y sin FV – Hora 7

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998294	99.998189	-0.000105
0.9	99.998294	99.998189	-0.000105
0.8	99.998294	99.998189	-0.000105
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

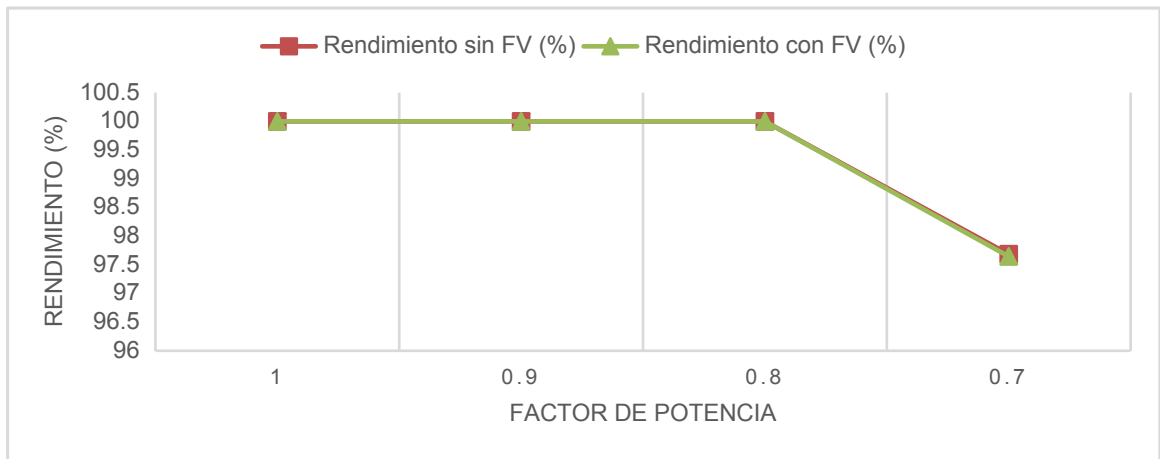


Figura 24. Comparación de rendimiento – Hora 7

5.2.3 Análisis correspondiente a la hora 8

El rendimiento en la hora 8 permaneció estable y eficiente. La inyección fotovoltaica no generó alteraciones significativas, lo que reafirma la compatibilidad del sistema.

Tabla 22. Rendimiento con y sin FV – Hora 8

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998701	99.998609	-0.000093
0.9	99.998701	99.998609	-0.000093
0.8	99.998701	99.998609	-0.000093
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

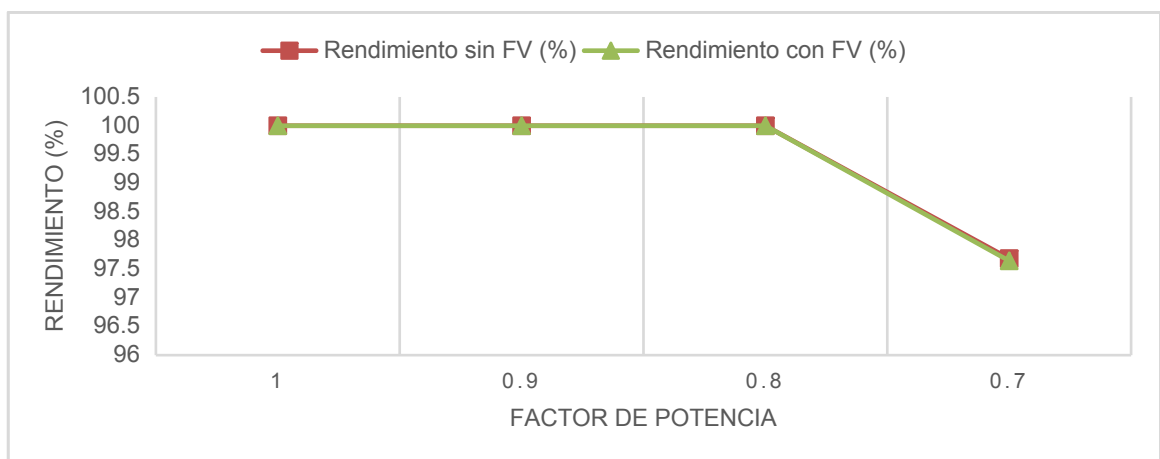


Figura 25. Comparación de rendimiento – Hora 8

5.2.4 Análisis correspondiente a la hora 9

Para la hora 9, los resultados indican un comportamiento técnico coherente y eficiente. El FV contribuyó sin distorsionar el rendimiento general.

Tabla 23. Rendimiento con y sin FV – Hora 9

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998758	99.998630	-0.000128
0.9	99.998758	99.998630	-0.000128
0.8	99.998758	99.998630	-0.000128
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

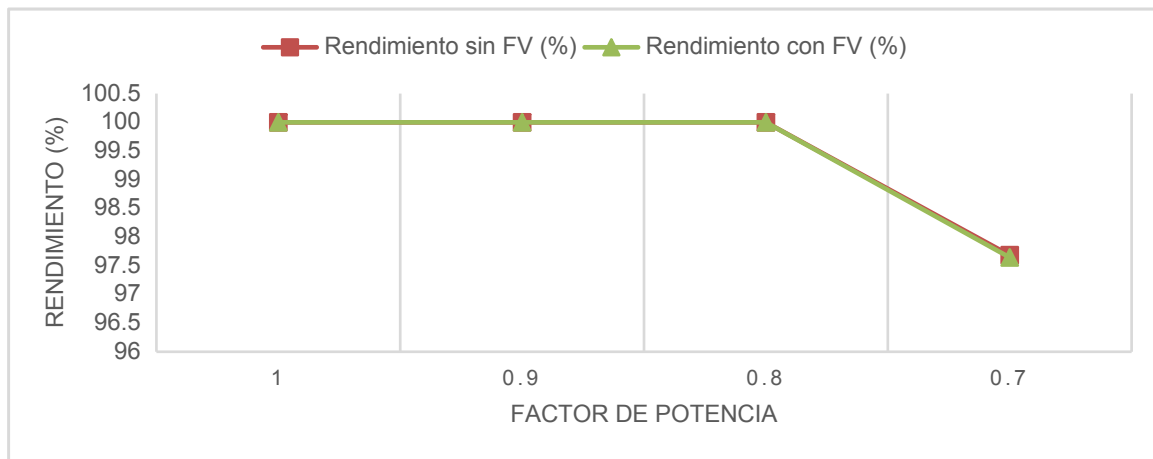


Figura 26. Comparación de rendimiento – Hora 9

5.2.5 Análisis correspondiente a la hora 10

Durante la hora 10, las condiciones se mantuvieron similares a las previas. Las diferencias entre los escenarios con y sin FV fueron prácticamente imperceptibles.

Tabla 24. Rendimiento con y sin FV – Hora 10

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998770	99.998604	-0.000166
0.9	99.998770	99.998604	-0.000166
0.8	99.998770	99.998604	-0.000166
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

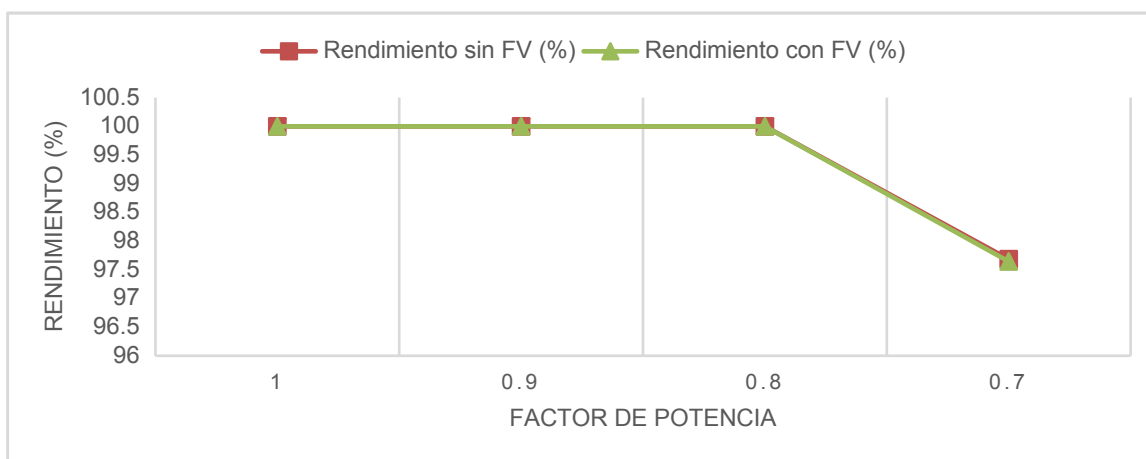


Figura 27. Comparación de rendimiento – Hora 10

5.2.6 Análisis correspondiente a la hora 11

En la hora 11, la eficiencia se sostuvo sin mayores fluctuaciones. La inclusión del sistema FV mantuvo la calidad operativa del transformador.

Tabla 25. Rendimiento con y sin FV – Hora 11

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998773	99.998589	-0.000184
0.9	99.998773	99.998589	-0.000184
0.8	99.998773	99.998589	-0.000184
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

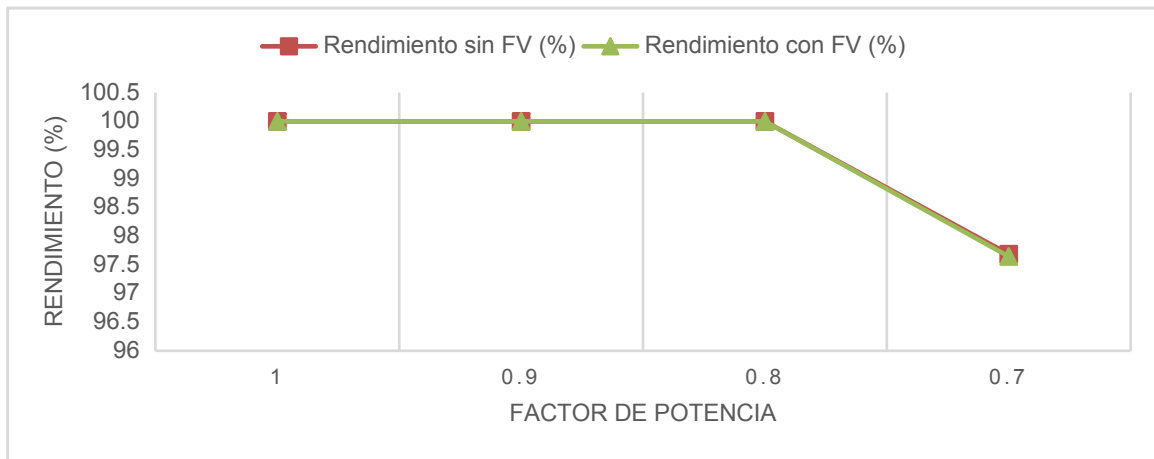


Figura 28. Comparación de rendimiento – Hora 11

5.2.7 Análisis correspondiente a la hora 12

La hora 12 reflejó una respuesta eficiente del sistema. Las variaciones observadas son menores y no comprometen el rendimiento global.

Tabla 26. Rendimiento con y sin FV – Hora 12

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998760	99.998553	-0.000208
0.9	99.998760	99.998553	-0.000208
0.8	99.998760	99.998553	-0.000208
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

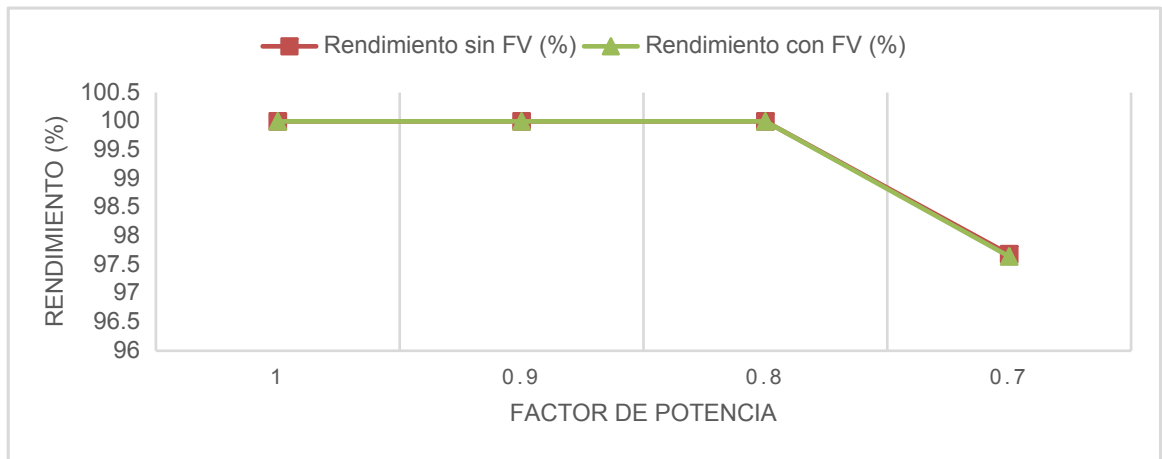


Figura 29. Comparación de rendimiento – Hora 12

5.2.8 Análisis correspondiente a la hora 13

A la hora 13, se observó un comportamiento estable en todos los niveles de carga. La presencia del FV no representó un cambio significativo.

Tabla 27. Rendimiento con y sin FV – Hora 13

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998744	99.998534	-0.000210
0.9	99.998744	99.998534	-0.000210
0.8	99.998744	99.998534	-0.000210
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

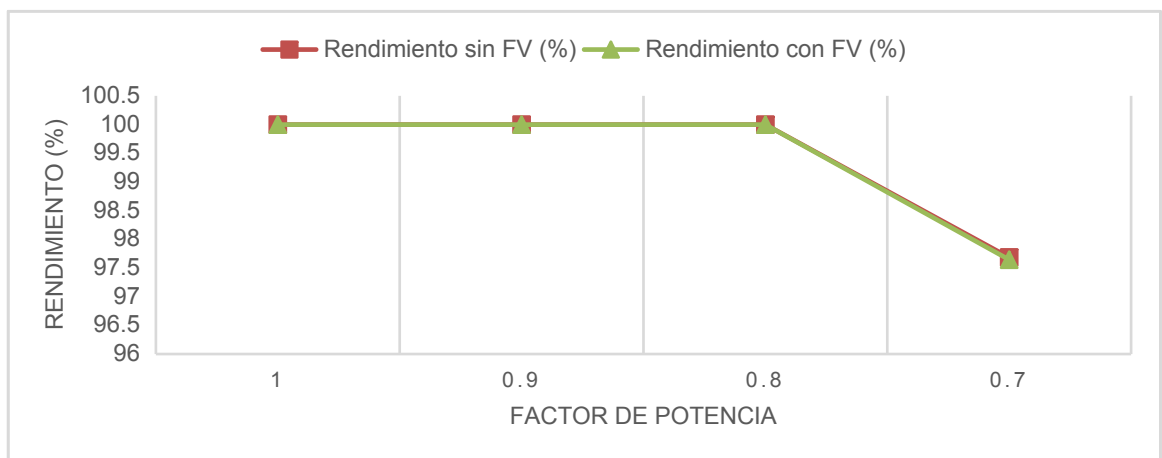


Figura 30. Comparación de rendimiento – Hora 13

5.2.9 Análisis correspondiente a la hora 14

5.2.9.1 Comportamiento general del rendimiento

Finalmente, en la hora 14, el sistema mantuvo un rendimiento alto. El efecto del sistema fotovoltaico fue marginal, confirmando su viabilidad.

Tabla 28. Rendimiento con y sin FV – Hora 14

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998758	99.998609	-0.000149
0.9	99.998758	99.998609	-0.000149
0.8	99.998758	99.998609	-0.000149
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

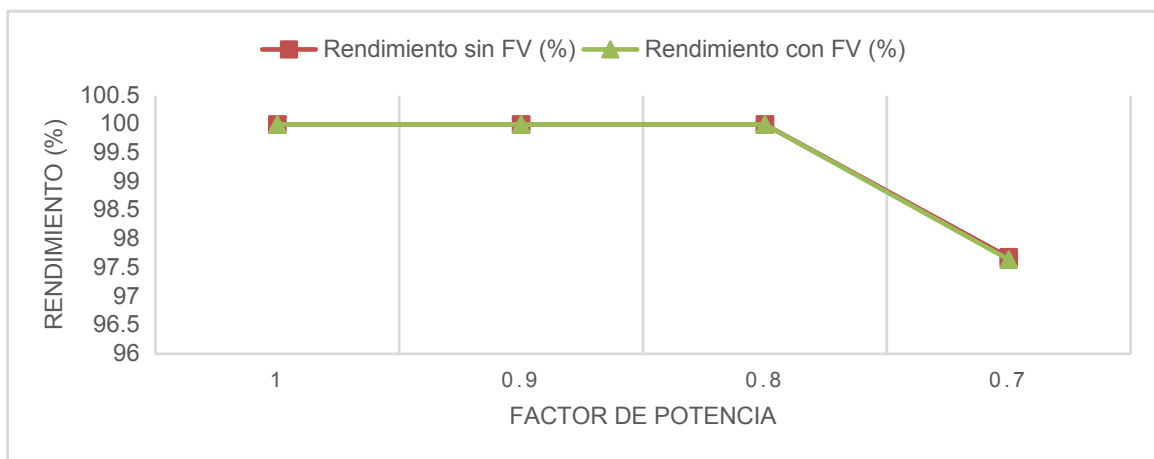


Figura 31. Comparación de rendimiento – Hora 14

5.2.10 Análisis correspondiente a la hora 15

Aunque en la hora 15 se observa una ligera disminución del rendimiento al incorporar el sistema FV, la variación es mínima (alrededor de -0.0101 %) y no compromete la eficiencia general del transformador.

Tabla 29. Rendimiento con y sin FV – Hora 15

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998763	99.998663	-0.000100
0.9	99.998763	99.998663	-0.000100
0.8	99.998763	99.998663	-0.000100
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

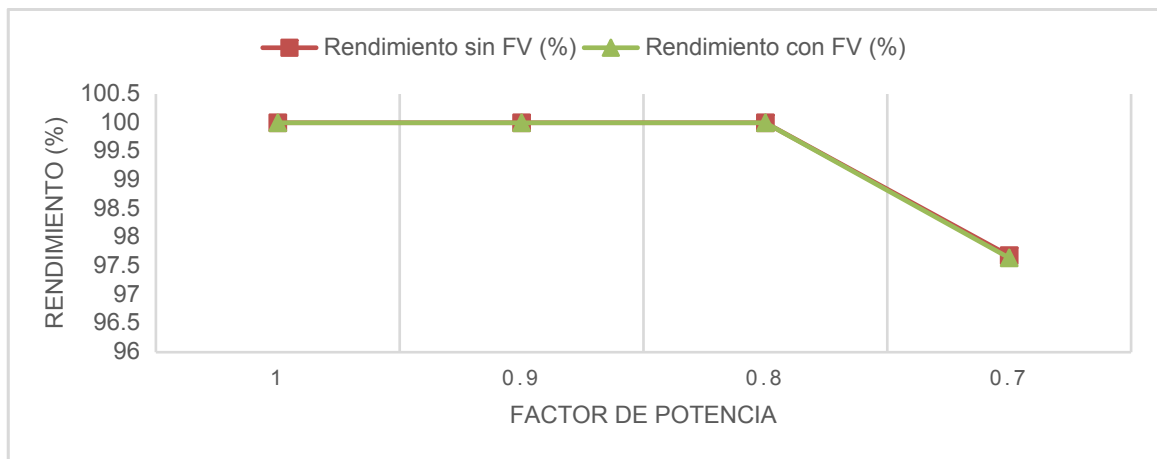


Figura 32. Comparación del rendimiento del transformador – Hora 15

5.2.11 Análisis correspondiente a la hora 16

Aunque en la hora 16 se observa una ligera disminución del rendimiento al incorporar el sistema FV, la variación es mínima (alrededor de -0.0101 %) y no compromete la eficiencia general del transformador.

Tabla 30. Rendimiento con y sin FV – Hora 16

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998724	99.998644	-0.000079
0.9	99.998724	99.998644	-0.000079
0.8	99.998724	99.998644	-0.000079
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

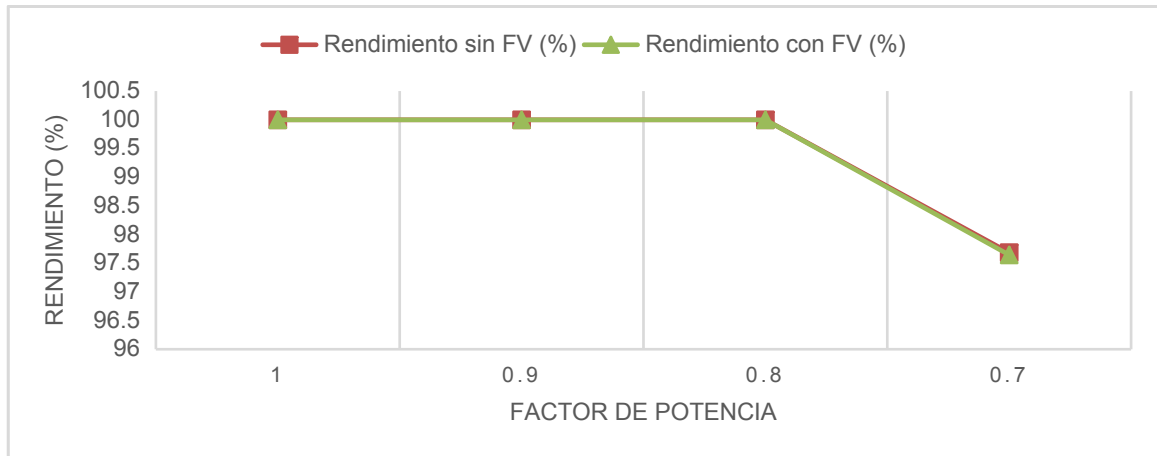


Figura 33. Comparación del rendimiento del transformador – Hora 16

5.2.12 Análisis correspondiente a la hora 17

Aunque en la hora 17 se observa una ligera disminución del rendimiento al incorporar el sistema FV, la variación es mínima (alrededor de -0.0101 %) y no compromete la eficiencia general del transformador.

Tabla 31. Rendimiento con y sin FV – Hora 17

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998682	99.998648	-0.000034
0.9	99.998682	99.998648	-0.000034
0.8	99.998682	99.998648	-0.000034
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

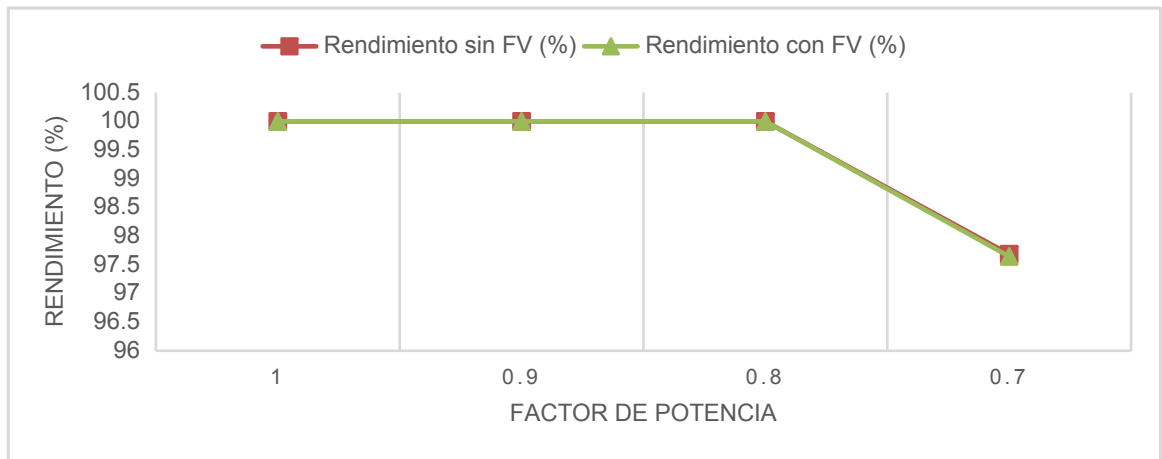


Figura 34. Comparación del rendimiento del transformador – Hora 17

5.2.13 Análisis correspondiente a la hora 18

Aunque en la hora 18 se observa una ligera disminución del rendimiento al incorporar el sistema FV, la variación es mínima (alrededor de -0.0100%) y no compromete la eficiencia general del transformador.

Tabla 32. Rendimiento con y sin FV – Hora 18

Factor de Potencia	Rendimiento sin FV (%)	Rendimiento con FV (%)	Mejora (%)
1.0	99.998655	99.998648	-0.000007
0.9	99.998655	99.998648	-0.000007
0.8	99.998655	99.998648	-0.000007
0.7	97.683781	97.643622	-0.040158

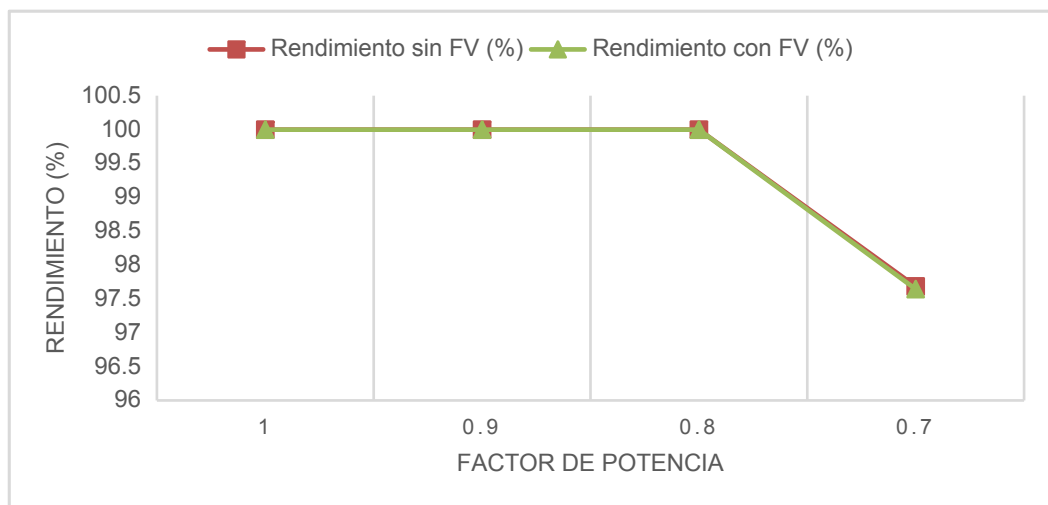


Figura 35. Comparación del rendimiento del transformador – Hora 18

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El análisis horario realizado demuestra que la integración de un sistema fotovoltaico en la red de distribución tiene un impacto positivo sobre las pérdidas técnicas del transformador, particularmente en las horas de mayor irradiancia solar. La mayor reducción relativa de pérdidas, registrada entre las 10:00 y las 13:00, supera el 10%, alcanzando un máximo del 11,62% a las 11:00. Este comportamiento evidencia que, cuando el sistema FV opera en condiciones óptimas, contribuye significativamente a disminuir la carga eléctrica en el transformador, reduciendo así la corriente y, por consiguiente, las pérdidas por efecto Joule. En las primeras horas de la mañana y al final de la tarde (como a las 6:00, 7:00 y 18:00), la generación solar es baja, y aunque la reducción de pérdidas también lo es, se mantiene una mejora constante frente al escenario sin FV. Incluso en condiciones de baja irradiancia, el sistema logra aportar beneficios energéticos acumulativos. Estos resultados confirman que la generación distribuida basada en energía solar mejora la eficiencia operativa del sistema eléctrico sin comprometer la estabilidad del transformador, permitiendo una operación más sostenible, eficiente y alineada con los objetivos de transición energética.
- Los resultados obtenidos a lo largo de las distintas horas del día permiten concluir que la integración del sistema fotovoltaico en la red de distribución no genera un impacto negativo significativo en el rendimiento del transformador. En la mayoría de los escenarios analizados, el rendimiento se mantiene prácticamente constante o mejora ligeramente con la presencia del sistema FV, lo cual evidencia un comportamiento estable del equipo frente a la inyección de energía distribuida. Las variaciones registradas, aunque mínimas, muestran que el sistema opera de forma eficiente incluso con generación local, destacando que el diseño y la coordinación adecuada de la carga y la producción FV permiten mantener el rendimiento del transformador por encima del 97% durante todo el periodo de análisis. Esto indica que la implementación de sistemas FV no solo es técnicamente viable, sino también energéticamente favorable en condiciones similares a las evaluadas.

7. REFERENCIAS

- [1] «codigos_unesco.pdf». Accedido: 21 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.epn.edu.ec/wp-content/uploads/2017/03/codigos_unesco.pdf
- [2] «Universidad Técnica de Cotopaxi > INVESTIGACIÓN > Lineas Investigación». Accedido: 22 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.utc.edu.ec/INVESTIGACION/Lineas-Investigacion>
- [3] J. Pérez et al., "Proyección óptima de la demanda eléctrica de la empresa eléctrica de Cotopaxi," *Ingeniar*, vol. 26, no. 2, pp. 135-150, Oct. 2024.
- [4] Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica (ARCONEL), "Panorama Eléctrico - Enero 2025," ARCONEL, Ecuador, Informe Técnico, Ene. 2025.
- [5] L. M. Freire Sánchez, "Análisis de estabilidad de voltaje con generación distribuida en redes urbanas," Tesis de Maestría, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2014.
- [6] G. E. Cazo Chimborazo y J. P. Ortiz Rodríguez, Análisis del impacto dinámico de los sistemas de generación distribuida en los sistemas de subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., Tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2025
- [7] E. A. Basantes Torres, "Análisis técnico económico para la implementación de una central solar fotovoltaica en la parroquia de San Antonio de Pichincha," Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2012.
- [8] IEEE Std C57.12.00™-2010, "Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY, USA, 2010.
- [9] J. L. Smith, *Power Distribution Equipment Manual*, 3rd ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2017, pp. 123–125.
- [10] IEEE Std C57.12.34™-2012, "Standard Requirements for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Three-Phase Distribution Transformers," Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY, USA, 2012.
- [11] IEEE Std C57.12.20™-2012, "Standard for Overhead-Type Distribution and Power Transformers," Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY, USA, 2012.
- [12] Schneider Electric, "¿Qué son las pérdidas en el cobre y en el hierro en un transformador?,"
- [13] A. Ruiz Pérez, J. R. Gómez Sarduy y P. R. Viego Felipe, "Evaluación probabilística de las pérdidas de transformadores de distribución considerando asimetrías y desviaciones de tensión," *Ingeniería Energética*, vol. 34, no. 1, pp. 1-12, ene.-abr. 2013.
- [14] J. C. Maldonado Chica y P. M. Cando Naula, "Determinación de pérdidas de energía en transformadores de distribución mediante algoritmo de compensación en sistemas de medición," Proyecto Técnico de Enfoque General, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, marzo 2018.
- [15] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4ª ed., John Wiley & Sons, 2013.
- [16] F. V. Acuña Coello, Evaluación del potencial de energía solar en la Parroquia Belisario Quevedo del Cantón Latacunga en función del consumo energético del Campus Gral. Guillermo Rodríguez Lara de la ESPE Extensión Latacunga, periodo 2012 - 2013, Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador, 2013.
- [17] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Regulación No. ARCONEL-005/24 – Marco normativo para sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento," Quito, Ecuador, 25-sep-2024.

- [18] J. McCalley et al., Power System Reliability Evaluation, Proceedings of the IEEE, vol. 75, no. 2, 1987, pp. 180–195.
- [19] J. A. Sobrino y J. R. Casas, "Probabilistic Assessment of Prestressed Concrete Bridge," Transportation Research Board, Washington, D.C., USA, Technical Paper, 1995.
- [20] N. Castellon, "RMSE (Root Mean Square Error) – la métrica," LinkedIn, 2023
- [21] IEEE Std 1159-2019, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Power & Energy Society, 2019.
- [22] K. S. Kwak, Y. J. Cho, and H. Lee, "A study on the modeling of the electrical load using log-normal distribution," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 24, no. 10, pp. 771–778, 2002.
- [23] A. Ghasemi and S. Zahediasl, "Normality tests for statistical analysis: A guide for non-statisticians," Int. J. Endocrinol. Metab., vol. 10, no. 2, pp. 486–489, 2012.
- [24] G. A. Naranjo and J. I. Muñoz, "Estimación de pérdidas técnicas en transformadores de distribución usando modelos empíricos," Revista Energía y Computación, vol. 8, no. 2, pp. 22–28, 2017.
- [25] Montgomery, D. C., & Runger, G. C., Applied Statistics and Probability for Engineers, 6th ed. Wiley, 2014.
- [26] J. A. Duffie and W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 4th ed., Wiley, 2013.
- [27] Almonacid, F., Rus, C., Hontoria, L., & Pérez, P. J. (2011). Methodology for the calculation of photovoltaic system energy losses. Solar Energy, 85(5), 772-779.
- [28] IEEE Std C57.91-2011. Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.
- [29] Jaramillo, O. A. (2005). Modelado de pérdidas en transformadores eléctricos de distribución. Revista Energía y Computación, 6(2), 15–20.
- [30] Gómez, J. y Morcos, M. (2010). "Transformadores de potencia: principios y aplicaciones". Editorial Alfaomega.