

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Luis García Santander

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

**Desarrollo de una plataforma digital inteligente
para la estimación de pérdidas en
transformadores de distribución en tiempo real
(Grupo SAESA)**

Universidad de Concepción
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Luis García Santander

DESARROLLO DE UNA PLATAFORMA DIGITAL INTELIGENTE PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN TIEMPO REAL (GRUPO SAESA)

Sebastián Patricio Morales Castillo

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto de 2022

Resumen

En la presente memoria de título se desarrolló una plataforma digital inteligente que permite visualizar información de la operación de transformadores, pérdidas, voltajes y corrientes de primario (estimadas) y secundario (medidas), además de un reporte de predicción de pérdidas activas. Lo anterior, a partir de la información histórica censada por los equipos de medición, instalados en el lado de baja tensión de transformadores de distribución de la compañía distribuidora Grupo SAESA.

Para la estimación de las pérdidas activas, se utilizó el método ARIMA, aplicado en la predicción de las corrientes por fase en el lado secundario, junto con el uso del circuito equivalente del transformador trifásico y una aproximación de los parámetros internos. En general, se utilizaron los registros almacenados en la base de datos de Grupo SAESA, Matlab como motor de cálculo para las pérdidas y Power BI para la visualización.

De la plataforma desarrollada se desprenden resultados asociados a la cuantificación de las pérdidas activas tanto históricas como proyectadas en un horizonte diario, semanal, etc. además de la identificación de la condición de operación de los transformadores de estudio, distinguiendo operaciones en sobrecarga.

A mi abuelo Hernán Castillo Obreque Q.E.P.D.

"La educación es la clave del éxito en la vida"

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por guiar mi camino y siempre abrir una puerta cuando todas parecían cerradas. Agradezco a mis padres Alexis Morales y María Castillo, por enseñarme humildad, disciplina, fe, valores y principios. Por correr conmigo a urgencias cuando estaba enfermo, y por que gracias a su esfuerzo nunca nos faltó nada ni a mi, ni a mis hermanos.

Agradezco a mi pareja Kamila Balboa, por estar siempre a mi lado llenando mis días de energía, alegría y amor. Por todos aquellos los lindos momentos que hemos compartido juntos y todos los que vendrán.

También agradezco a mi familia, en especial a mi tío Francisco Moraga, por motivarme a seguir el camino de la ingeniería, por su consejo, apoyo y por regalarme la calculadora que fue mi compañera durante 6 años de universidad. A mi tío Claudio Castillo, por hacerme reír, entregarme su apoyo y tratarme como su hijo desde que tengo memoria. A mi abuelo Hernán Castillo, quien siempre me mostró la importancia de la educación, motivándome a obtener buenas notas desde que era niño; ese fue el gran legado para sus nietos.

Agradezco al profesor Luis García Santander, profesor guía de este trabajo, quien atendió a mis consultas y me incentivó a seguir creciendo profesionalmente. También al profesor Claudio Roa Sepúlveda, docente que con su vocación me motivó por el área de redes.

Finalmente, agradezco a la compañía distribuidora, en particular a Tomás, Jaime, Camilo y Francisco por darme la oportunidad de realizar la práctica profesional, a Carlos Mejías quien respondió a mis consultas durante la memoria, con una actitud motivadora y buena disposición a ayudar.

Índice General

Resumen	i
Agradecimientos	iii
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas	xii
1 Introducción	1
1.1 Introducción general	1
1.2 Revisión bibliográfica	1
1.2.1 Discusión	4
1.3 Hipótesis	5
1.4 Objetivos	5
1.4.1 Objetivo general	5
1.4.2 Objetivos específicos	6
1.5 Alcances y limitaciones	6
1.6 Temario y Metodología	7
1.7 Marco teórico	8
1.7.1 Sistemas de distribución	8
1.7.2 Transformadores de distribución	9
1.7.3 Condición de desbalance	10
2 Equipos instalados y selección de transformadores	11
2.1 Introducción	11
2.2 Transformadores de distribución	11
2.3 Equipos de medición	12
2.4 Base de datos	13
2.5 Selección transformadores	15
2.5.1 Criterios de pre-selección	15
2.5.2 Selección de la muestra	16
2.5.3 Transformadores seleccionados	18

2.6	Comentarios y conclusiones	18
3	Modelos	20
3.1	Introducción	20
3.2	Modelos de pronósticos	20
3.2.1	Modelo AR (<i>Autoregressive</i>)	21
3.2.2	Modelo MA (<i>Moving Average</i>)	22
3.2.3	Modelo ARMA (<i>Autoregressive Moving Average</i>)	23
3.2.4	Modelo ARIMA (<i>Autoregressive Integrated Moving Average</i>)	23
3.3	Estimación de la corriente promedio	24
3.3.1	Corriente máxima	24
3.3.2	Corriente ponderada	25
3.4	Aplicación del modelo ARIMA	28
3.4.1	Clasificación de la serie temporal	28
3.4.2	Eliminar la estacionariedad de la serie	28
3.4.3	Diferenciación de las sub-series	29
3.4.4	Determinación de los parámetros p, q del modelo ARIMA	30
3.4.5	Resultados de predicción	32
3.5	Modelo del transformador trifásico	34
3.5.1	Conexión $\Delta - Y$	34
3.5.2	Parámetros del modelo	35
3.5.3	Parámetros de los enrollados	36
3.5.4	Parámetros del núcleo	38
3.5.5	Resultados	41
3.6	Comentarios y conclusiones	41
4	Cálculo de pérdidas	42
4.1	Introducción	42
4.2	Pérdidas históricas	42
4.2.1	Pérdidas activas en bobinado secundario	42
4.2.2	Pérdidas activas en el núcleo	43
4.2.3	Pérdidas activas en bobinado primario	44
4.3	Estimación de pérdidas	46
4.4	Comentarios y conclusiones	52
5	Desarrollo de la plataforma	53

5.1	Introducción	53
5.2	Alternativas Business Intelligence	53
5.3	Resumen del flujo de datos	55
5.4	Preparación de datos	56
5.4.1	Obtención de datos	56
5.4.2	Transformación y limpieza de datos	56
5.5	Modelado de datos	57
5.6	Visualización de datos	59
5.7	Comentarios y conclusiones	61
6	Análisis técnico - económico	62
6.1	Introducción	62
6.2	Operación en sobrecarga	62
6.3	Validación de resultados	64
6.4	Propuesta	64
6.5	Comentarios y conclusiones	66
7	Conclusiones	67
7.1	Comentarios y recomendaciones	67
7.2	Conclusiones	68
7.3	Trabajo futuro	69
A	Ficha técnica equipos de medición	73
A.1	Ficha técnica Wasiones Ameter 300	73
A.2	Ficha técnica Aclara SGM 3000	74
B	Transformadores instalados	75
B.1	Transformadores por comuna	75
B.2	Parámetros de modelamiento	76
C	Errores de modelos de predicción	77
D	Precios aplicaciones BI	78
D.1	Microsoft Power BI	78
D.2	Tableau	78
D.3	Qlik	78
E	Sensibilidad de la corriente	

ponderada	79
F Otros métodos de estimación	80
G Predicción para días hábiles	82
H Resultados 45 y 150 kVA	83
H.1 Transformador 45 kVA	83
H.2 Transformador 150 kVA	85
I Proyección de tablas para otras potencias	87
I.1 Proyección para razón X/R	87
I.2 Proyección para valores de vacío y cortocircuito	88

Índice de Figuras

1.1	Pérdidas en sistemas de distribución	9
1.2	Transformador tipo pedestal.	10
1.3	Transformador de poste.	10
2.1	Waciones Ameter 300.	13
2.2	Aclara SGM 3000.	13
2.3	Base de datos de energía.	13
2.4	Base de datos de voltajes y corrientes.	14
2.5	Transformadores instalados por nivel de potencia.	16
2.6	Comunas con mayor cantidad de unidades instaladas.	16
3.1	Función de autocorrelación simple modelo autoregresivo.	21
3.2	Función de autocorrelación parcial modelo autoregresivo.	22
3.3	Función de autocorrelación simple modelo de promedio móvil.	22
3.4	Función de autocorrelación parcial modelo de promedio móvil.	23
3.5	Corriente máxima por fase.	25
3.6	Corriente máxima y ponderada por fase.	27
3.7	Corrientes ponderadas por fase.	28
3.8	Primeras cuatro series no estacionarias.	29
3.9	Diferenciación de primer orden.	29

3.10	Resultados predicción diaria de la corriente ponderada.	32
3.11	Resultados predicción semanal de la corriente ponderada.	33
3.12	Conexión transformador trifásico $\Delta - Y$	34
3.13	Circuito equivalente conexión Conexión $\Delta - Y$	35
3.14	Condición de cortocircuito.	36
3.15	Razón X/R.	37
3.16	Condición de vacío.	38
4.1	Circuito equivalente conexión Conexión $\Delta - Y$	43
4.2	Pérdidas semanales.	46
4.3	Análisis de sensibilidad de las pérdidas respecto de una tensión fija.	47
4.4	Predicción de pérdidas diarias.	47
4.5	Predicción de pérdidas semanales.	48
4.6	Condición de operación transformador 75 kVA.	49
4.7	Condición de operación transformador 75 kVA.	50
4.8	Operación transformador de 75 kVA sin sobrecarga.	51
4.9	Pérdidas transformador B.	51
5.1	Cuadrante mágico de Gartner para el año 2021.	54
5.2	Planteamiento para el desarrollo del proyecto.	55
5.3	Base de datos.	56
5.4	Error de medición (potencia nula).	57
5.5	Cálculo de variables.	58
5.6	Visualización de la data histórica.	59

5.7	Voltajes y corrientes en el lado primario.	60
5.8	Voltajes y corrientes en el lado secundario.	60
5.9	Proyección de pérdidas activas.	61
6.1	Pérdidas mensuales en kWh.	63
6.2	Costo mensual segmentado por pérdidas en núcleo y cobre.	63
6.3	Costo mensual total para los transformadores A y B.	63
6.4	Pérdidas mensuales en kWh.	65
6.5	Costo mensual segmentado por pérdidas en núcleo y cobre.	66
6.6	Costo mensual transformador A vs reemplazo.	66
E.1	Sensibilidad de la corriente ponderada ante un factor de potencia variable por fase	79
F.1	Estimación AR y ARMA.	80
F.2	Estimación red neuronal LSTM.	80
F.3	Propagación del error método ARIMA.	81
G.1	Predicción para días hábiles	82
H.1	Resultados para predicción diaria, transformador 45 kVA.	83
H.2	Resultados para predicción semanal, transformador 45 kVA.	83
H.3	Pérdidas diarias transformador 45 kVA.	84
H.4	Pérdidas semanales transformador 45 kVA.	84
H.5	Resultados para predicción diaria, transformador 45 kVA.	85
H.6	Resultados para predicción semanal, transformador 150 kVA.	85
H.7	Pérdidas diarias transformador 150 kVA.	86

H.8	Pérdidas semanales transformador 150 kVA.	86
I.1	Proyección razón X/R.	87
I.2	Datos potencia y corriente de vacío.	88
I.3	Proyección potencia y corriente de vacío.	89
I.4	Proyección potencia de cortocircuito.	90

Índice de Tablas

2.1	Cantidad de transformadores de distribución con sistema de medición instalado.	11
2.2	Registros base de datos de energía.	14
2.3	Base de datos de voltajes y corrientes.	14
2.4	Transformadores seleccionados.	18
3.1	Modelo ARIMA con mejor ajuste.	31
3.2	Parámetros de transformadores seleccionados.	41
4.1	Pérdidas diarias transformador 75 [kVA].	48
4.2	Pérdidas semanales transformador 75 [kVA].	48
4.3	Operación de los transformadores A y B.	51
4.4	Pérdidas diarias transformador B.	52
6.1	Pérdidas mensuales en kWh para transformadores A y B.	62
6.2	Costo en pesos ante operación en sobrecarga.	63
6.3	Balance en media tensión.	64
6.4	Validación con estudio de grupo SAESA.	64
6.5	Pérdidas mensuales para transformador A y reemplazo de 150 kVA.	65
6.6	Pérdidas mensuales para transformador A y reemplazo de 150 kVA.	65
6.7	Balance en media tensión.	66
A.1	Ficha técnica Wasiones Ameter 300	73

A.2	Ficha técnica Aclara SGM 3000.	74
B.1	Transformadores de distribución instalados por comuna.	75
B.2	Parámetros para el modelamiento de los transformadores de distribución	76
C.1	Modelos ARIMA.	77
D.1	Precios de componentes Power BI.	78
D.2	Precios de componentes Tableau.	78
D.3	Precios de componentes Qlik.	78
E.1	Error MAPE entre factor de potencia variable y fijo.	79
I.1	Proyección para 45 y 75 kVA.	87
I.2	Resultados proyección Po e Io.	89
I.3	Resultados proyección Pcc.	90

Abreviaciones y nomenclaturas

Mayúsculas

ACF: Autocorrelation Function.

AR: Autoregressive.

ARIMA: Autoregressive Integrated Moving Average.

ARMA: Autoregressive Moving Average.

BBDD: Base de Datos.

BI: Bussiness Intelligence.

EEMM: Equipos de Medición.

LCK: Ley de Corrientes de Kirchhoff.

LSTM: Long Short-Term Memory.

MA: Moving Average.

MAE: Mean Absolute Error.

MAPE: Mean Absolute Percentage Error.

PACF: Partial Autocorrelation Function.

RMSE: Root Mean Square Error.

SAESA: Sociedad Austral de Electricidad Sociedad Anónima.

Minúsculas

p.u: Por unidad.

1. Introducción

1.1 Introducción general

En toda red eléctrica de distribución existen pérdidas, estas se dividen en pérdidas de carácter técnico y no técnico dependiendo de su naturaleza, la importancia de cuantificarlas radica en un interés técnico-económico por parte de compañías de distribución, a través del cual, es posible efectuar diversos análisis y hacer gestión de sus recursos. Dentro de las pérdidas técnicas, una parte sustancial corresponde a aquellas asociadas al funcionamiento de los transformadores de distribución.

Para una compañía distribuidora la estimación y el pronóstico de las pérdidas resultan fundamentales, puesto que repercuten negativamente en el crecimiento y en los ingresos de la empresa, en particular, cuando se alude a las pérdidas asociadas a la operación de los transformadores de distribución, es apropiado afirmar que poseen un mayor significado para el análisis, vale decir, otorgan a grosso modo una mirada de lo que sucede en el sistema en dicho instante, por lo que su monitoreo y proyección se encuentra fielmente sujeto al comportamiento dinámico de los consumidores.

Conforme se avanza en materia de automatización, medición y monitoreo de variables, las compañías eléctricas de distribución enfrentan un gran desafío, incorporar nuevas tecnologías y tomar decisiones en función del análisis de datos. Es por esto que el desarrollo de plataformas de monitoreo y proyección variables de interés juegan un rol fundamental.

1.2 Revisión bibliográfica

En esta sección se muestra una acotada selección de los artículos más relevantes de la búsqueda bibliográfica, los cuales corresponden principalmente al estudio de pérdidas en transformadores y métodos de predicción.

- *Pérdidas en transformadores de distribución de la empresa eléctrica Azogues [1].*

En esta tesis de magíster, el autor trabaja en conjunto con una compañía eléctrica de distribución para analizar las pérdidas técnicas asociadas a la operación de distintos elementos que conforman al sistema de estudio. En forma particular, se abordan las pérdidas en los transformadores de distribución, haciendo distinción entre pérdidas con carga y pérdidas sin carga. A través del software CYMDIST, el autor analiza curvas de demanda y pérdidas en los transformadores, concluyendo que las pérdidas técnicas asociadas a los transformadores de distribución corresponden al 1.1% de la energía total disponible del sistema estudiado [1].

El valor de esta tesis viene asociado al dimensionamiento de las pérdidas técnicas en un sistema de distribución, y la incidencia de los transformadores de distribución dentro del total. [1].

- *Desarrollo de una aplicación Business Intelligence para monitorear los indicadores del área de pérdidas de una distribuidora eléctrica (Grupo SAESA) [2].*

El artículo corresponde una memoria de título desarrollada en conjunto con el área de gestión de pérdidas la compañía distribuidora Grupo SAESA. A lo largo del desarrollo, el autor aborda la estructura jerárquica de la empresa, y evalúa diferentes alternativas Business Intelligence (Power BI, Tableau y Qlik view) para el desarrollo de una plataforma de monitoreo de KPI's relevantes para el análisis del área de pérdidas [2].

El valor que aporta esta memoria de título al presente trabajo es la metodología para el desarrollo de una plataforma de monitoreo para el área de pérdidas de Grupo SAESA [2].

- *Evaluación de las pérdidas en transformadores de distribución bajo condiciones de operación [3].*

A lo largo de esta tesis, el autor explica el funcionamiento del transformador desde la teoría, centrándose también en el análisis de las pérdidas técnicas asociadas a la operación del transformador, revisando los conceptos de histéresis y corrientes parásitas. Durante el desarrollo, además, se estudian diferentes comportamientos de carga en los transformadores, identificando distintos tipos de clientes conectados [3].

Los resultados muestran que las pérdidas en vacío (independientes de la carga conectada) tienen un mayor costo anual, y en general, las pérdidas totales van a depender fuertemente del tipo de cliente conectado. El valor que entrega esta tesis al presente trabajo es en el análisis de las pérdidas en los transformadores y la clasificación de las cargas presentes en un sistema de distribución [3].

- *Sistema de monitoreo y alerta de modos de fallas basado en el pronóstico y evaluación de la salud de los sistemas de acondicionamiento del laboratorio de biotecnología del tecnológico de Costa Rica sede central* [4].

A lo largo de esta tesis, el autor diseña un sistema de monitoreo y alerta de fallas mediante el software LabView, esto a través de sensores de variables eléctricas y ambientales para mantener condiciones específicas en un laboratorio de biotecnología, y así, evitar el crecimiento de hongos y otros contaminantes que puedan perjudicar las investigaciones en curso [4].

Adicionalmente, se ajusta un modelo para predecir el mantenimiento de un filtro que resulta crítico en el sistema de acondicionamiento. Para la predicción se utiliza una red neuronal, en donde no se obtienen resultados aceptables, puesto que la curva de aprendizaje se torna asintótica. Finalmente, el autor utiliza el software Rapid Miner, con un modelo SVM en donde se obtiene un mejor ajuste de predicción [4].

Como resultado se obtiene un sistema de monitoreo, un modelo de predicción para el mantenimiento y una plataforma de análisis de resultados en Power BI [4].

El valor de esta tesis viene asociado al mantenimiento predictivo, y la plataforma en Power BI para el análisis de los datos [4].

- *Estimación de la carga de transformadores de potencia utilizando una red neuronal artificial* [5].

Se trata de un artículo en donde los autores desarrollan una red neuronal artificial para predecir la curva de carga en dos transformadores ubicados en zonas geográficas diferentes, el algoritmo empleado es del tipo Levenverg – Marquardt (LMA), para una predicción con un horizonte diario y semanal. Los resultados obtenidos muestran un error relativo alrededor del 10% [5].

La selección de este artículo fue por la técnica empleada para la proyección de la carga en los transformadores, además de la evaluación del error como mecanismo de selección del método de predicción [5].

- *Métodos de aprendizaje automático para el pronóstico del consumo eléctricos de prosumidores* [6].

En este artículo de una revista científica, se utilizan datos de medidores inteligentes de consumo, para desarrollar un modelo que permita estimar el consumo eléctrico de un prosumidor. El autor utiliza el software Rapid Miner obteniendo un modelo que presenta un error medio absoluto (MAPE) del 30%. El valor de este artículo es la metodología presentada para la estimación, y la selección del mejor modelo en función del error medio absoluto (MAPE) [6].

Prosumidor: "Usuarios productores y consumidores de energía, quienes generan electricidad a partir de fuentes renovables"

- *An Application of Load Forecasting Based on ARIMA Models and Particle Swarm Optimization* [7].

En este artículo, los autores presentan una novedosa metodología para el pronóstico de carga empleando el método ARIMA para la predicción. A partir de mediciones reales, se divide la serie temporal que representa la curva de carga en sub-series para aplicar el método ARIMA a cada una de estas, empleando un algoritmo iterativo en el software Matlab, se seleccionan los parámetros del método ARIMA que exhiben un menor error medio absoluto (MAPE). Finalmente se construye una predicción para la curva de carga a partir de los valores estimados de cada sub-serie [7].

El valor que aporta este artículo al presente trabajo es en relación a la metodología utilizada para predecir, y la métrica del error MAPE para la selección de parámetros a través de iteraciones [7].

1.2.1 Discusión

De acuerdo con los distintos artículos revisados en la búsqueda bibliográfica, existen variados métodos para la estimación de series temporales, no obstante, el desempeño de cada método se

encuentra sujeto a la naturaleza de la serie que se desea estimar, por lo que la métrica del error juega un clave rol a la hora de discriminar la precisión y exactitud del modelo. Particularmente la metodología ARIMA aplicada de acuerdo a [7] resulta interesante cuando se desea ampliar el horizonte de predicción, pues al definir sub-series, se requieren menos iteraciones, disminuyendo la propagación del error respecto al método ARIMA convencional y otros métodos de estimación.

De acuerdo con la literatura, las pérdidas en los transformadores de distribución representan una fuente constante de pérdidas en el sistema, pues se componen por pérdidas con carga y sin carga, estas últimas, independientes de las variaciones en el consumo de los consumidores, por lo que su cuantificación es de gran interés para las compañías de distribución.

Se distingue el software Power BI a la hora de desarrollar plataformas de monitoreo y análisis de datos, pues brinda gran flexibilidad en relación a su entorno visual, permitiendo el desarrollo de Dashboards interactivos con el usuario.

1.3 Hipótesis

Una plataforma de estimación de pérdidas en transformadores de distribución permite proyectar un escenario técnico-económico para la compañía distribuidora, identificando posibles condiciones de operación que impacten negativamente en los intereses de la empresa, y de tal forma, realizar diligencias que se anticipen a los hechos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar una plataforma que permita mostrar la evolución de las pérdidas activas en un transformador de distribución, para un análisis histórico, en tiempo real y una proyección a partir de registros efectuados por equipos de medición.

1.4.2 Objetivos específicos

- Revisar información técnica de los tres modelos de transformadores de distribución más utilizados en la empresa eléctrica SAESA y obtener los datos de los parámetros asociados al modelo (trifásico, bifásico, monofásico según corresponda).
- Establecer una metodología para el cálculo y la estimación de pérdidas activas en transformadores de distribución.
- Revisar información técnica de los equipos de medición instalados en el lado de baja tensión de los transformadores de distribución de la red SAESA en estudio.
- Obtener datos históricos de EEMM para utilizar en el estudio y desarrollo de la plataforma inteligente.
- Desarrollar, implementar y validar plataforma inteligente para tiempo real.

La plataforma debe ser capaz de:

- Graficar en tiempo real las variables eléctricas (corrientes de líneas, tensiones de línea y de fase, potencias, etc.) tanto en el lado de salida (mediciones) como en el de entrada (estimadas).
- Graficar históricos de las variables eléctricas (corrientes de líneas, tensiones de línea y de fase, potencias, etc.) tanto en el lado de salida (mediciones) como de entrada (estimadas).
- Generar reporte de estimación de pérdidas activas horarias, diarias, semanales, mensuales, anuales para los transformadores de distribución.

1.5 Alcances y limitaciones

Los alcances se reducen al análisis de 3 transformadores de distribución de diferentes potencias para abarcar distintas dimensiones. Se utilizarán estimaciones para variables que resulten necesarias y no se encuentren censadas directamente por los equipos de medición.

Los datos utilizados en este estudio corresponden exclusivamente a los proporcionados por la empresa distribuidora a través de archivos Excel o csv, sin conexión directa con la base de datos, por lo que el funcionamiento autónomo se encuentra limitado a la descarga de la información.

1.6 Temario y Metodología

El presente estudio se divide en 7 capítulos, los cuales se describen a continuación:

1. Capítulo 1 - Introducción

Se introduce al lector para la comprensión del estudio, revisando los artículos más relevantes de la búsqueda bibliográfica, la formulación de una hipótesis, además de la definición de los objetivos, alcances y limitaciones del trabajo.

2. Capítulo 2 - Equipos instalados y selección de transformadores

Se revisa la información referente a los transformadores de distribución que cuentan con sistema de medición, para finalmente seleccionar los transformadores que serán utilizados en este trabajo.

3. Capítulo 3 - Modelos

Se abordan los modelos utilizados en el trabajo, tanto predictivos, como teóricos en el caso del transformador trifásico. Se define el concepto de corriente ponderada como aproximación de la corriente promedio.

4. Capítulo 4 - Cálculo de pérdidas

Se define una metodología para el cálculo de pérdidas internas en el transformador trifásico. Se realiza el cálculo de las pérdidas históricas y proyectadas para los transformadores de estudio.

5. Capítulo 5 - Desarrollo de la plataforma

Se revisa la metodología para la elaboración de la plataforma, describiendo los Dashboards desarrollados en Power BI.

6. Capítulo 6 Análisis técnico-económico

Se compara el nivel de pérdidas técnicas producidas por un transformador que opera en condición de sobrecarga vs un transformador sin sobrecarga. Se realiza una propuesta de recambio por un transformador de mayor capacidad.

7. Capítulo 7 - Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones y se define el trabajo futuro.

La metodología a emplear es del tipo cuantitativa, pues se basa en la estimación y análisis de los datos censados por los equipos de medición. Los resultados obtenidos son estudiados

respecto a las métricas del error asociadas a modelos de predicción. Estas son comparadas mediante una optimización iterativa de los parámetros del método ARIMA, con el objetivo de seleccionar la combinación que presente menor error. Para ello se utilizará el software Matlab como motor de cálculo, y Power BI para el desarrollo de la plataforma.

1.7 Marco teórico

1.7.1 Sistemas de distribución

Los sistemas eléctricos de distribución corresponden a una parte del sistema responsable de suministrar energía eléctrica desde una subestación, hasta un determinado número de cargas o puntos de consumo, que dependiendo de su naturaleza, de acuerdo a [8] pueden clasificarse en:

1. Sistemas de distribución industrial, comprende a industrias energéticamente demandantes, como la metalúrgica, petróleo, papel, etc.
2. Sistemas de distribución comercial, corresponde a instalaciones como hospitales, centros comerciales, aeropuertos, etc.
3. Sistemas de distribución urbana, estos sistemas se caracterizan por suministrar energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos cuya densidad de cargas es baja.
4. Sistemas de distribución rural, estos sistemas son responsables de entregar suministro a zonas rurales, donde las distancias son muy grandes y la densidad de carga es aún menor que en el caso urbano.

En toda compañía eléctrica de distribución es necesario cuantificar las pérdidas que se tienen en el sistema, estas corresponden a la diferencia entre la energía adquirida por la empresa y la vendida a los clientes finales, tal como se ilustra en la figura 1.1. Como es de esperarse, repercuten directamente en los recursos económicos de la compañía distribuidora, ya que es energía que se adquiere, pero finalmente no es vendida. Es por esto la importancia de medirlas y monitorear su comportamiento, para posteriormente hacer gestión en base al sustento de los datos obtenidos, y de tal forma, minimizar los costos monetarios asociados a las pérdidas.

Las pérdidas en sistemas de distribución se clasifican en:

1. Pérdidas técnicas, este tipo de pérdidas vienen asociadas al uso de los equipos en el sistema, se deben principalmente a causa del calentamiento del material, en respuesta a la energía disipada en forma de calor por el flujo de electrones (Efecto Joule), la energía necesaria para efectuar el reacomodamiento de los dominios magnéticos del material (Histéresis o memoria del material magnético), la circulación de corrientes parásitas, cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable y se inducen corrientes dentro del material (Corrientes de Foucault), entre otras.
2. Pérdidas no técnicas, estas corresponden a agentes externos a la operación normal del sistema de distribución, tales como la manipulación de los instrumentos de medición por parte de los clientes, la conexión personas no registradas o fraudulentas, errores en las mediciones, errores de cálculo, etc.

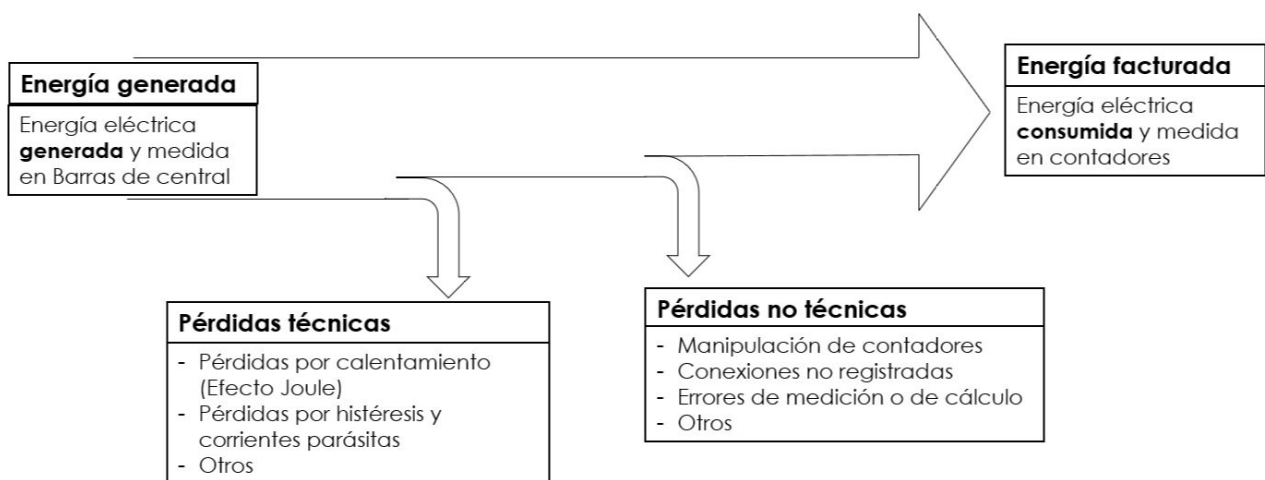


Fig. 1.1: Pérdidas en sistemas de distribución

Fuente: Impacto de las pérdidas y de sus desvíos colaterales en la factura eléctrica [9].

1.7.2 Transformadores de distribución

Un transformador de distribución, es el encargado de suministrar la energía al nivel de tensión usado por los clientes, estos pueden ser clasificados de acuerdo a la su instalación, del tipo aéreo o subterráneo, comúnmente denominados, de tipo poste (figura 1.3) y de pedestal (figura 1.2) respectivamente.



Fig. 1.2: Transformador tipo pedestal.
Fuente: Imagen extraída de [10].

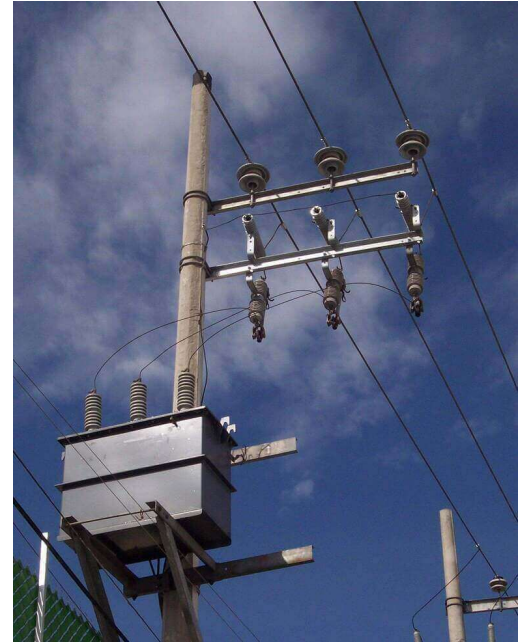


Fig. 1.3: Transformador de poste.
Fuente: Imagen extraída de [11].

Las pérdidas en los transformadores pueden clasificarse de acuerdo a su dependencia de la carga en pérdidas en vacío (independientes de la carga conectada) y pérdidas con carga (variación en forma cuadrática con la carga conectada). [1] [12] [3].

1.7.3 Condición de desbalance

De acuerdo a lo planteado por el autor en [13], una condición de desbalance es aquella en donde las fases de una variable trifásica exhiben diferencias en magnitud y/o fase (distinta de 120 grados eléctricos).

La operación bajo condiciones de desbalance en una red de distribución, en consecuencia de la tensión y/o corriente por fase, supone un estado de ineficiencia energética, pues es requerida una potencia mayor en comparación a una condición balanceada provista por un sistema homólogo simétrico [13] [14].

Nota: para el presente estudio no se cuenta con tensiones ni corrientes fasoriales por fase, por lo que se considera que la condición de operación es balanceada.

2. Equipos instalados y selección de transformadores

2.1 Introducción

Grupo SAESA es una importante compañía eléctrica dedicada principalmente a la distribución de energía en el sur de Chile. El presente capítulo tiene como objetivo establecer una línea base que permita identificar el total de transformadores de distribución de Grupo SAESA que cuentan con sistema de medición, revisar información técnica de los medidores y seleccionar los transformadores para el estudio.

2.2 Transformadores de distribución

La compañía de distribución eléctrica SAESA cuenta con un total de 3.791 transformadores de distribución con sistemas de medición instalados, distribuidos geográficamente entre las regiones del Bio Bio y Aysén, en el sur de Chile. La tabla 2.1 muestra la cantidad de transformadores existentes por potencia.

Potencia aparente [kVA]	Unidades	Porcentaje
5	1	0,0263%
25	2	0,0527%
30	111	2,9279%
35	1	0,0263%
45	633	16,6974%
50	135	3,5610%
75	1892	49,9076%
100	555	14,6399%
150	365	9,6280%
200	89	2,3476%
250	3	0,07913%
300	4	0,1055%
Total	3791	

Tabla 2.1: Cantidad de transformadores de distribución con sistema de medición instalado.

Fuente: Información proporcionada por SAESA.

De la tabla 2.1 notamos que del total de los transformadores de distribución instalados, aquellos con mayor incidencia son de potencias de 75, 45, 100 y 150 kVA, abarcando un 83,49% del total.

Los transformadores instalados son de proveedores Rhona, Tusan, Progos, Shaffner, CH y Magnetron. Sin embargo, para nuevas adquisiciones se contemplan los proveedores Rhona, Tusan, ABB y Romagnole.

Para el modelamiento de las pérdidas y el comportamiento de las variables eléctricas, se tienen los parámetros de modelamiento de la tabla B.2 del anexo B.

2.3 Equipos de medición

La medición de las variables se realizan empleando equipos instalados en el lado de baja tensión de los transformadores de distribución, para dichas mediciones SAESA utiliza dos modelos de medidores, Ameter 300 de Wasiones (figura 2.1), y SGM 3000 de Aclara (figura 2.2), ambos con las variables de medición:

- Totalizadores para energías activas y reactivas
- Voltajes y corrientes por fase
- Distorsión armónica para voltajes y corrientes por fase

Nota: Para revisar la información técnica de los equipos de medición véase el anexo A.

Las variables de medición son censadas cada 15 minutos, registrando también datos específicos del transformador asociado, tales como el número de serie, potencia aparente, razón de vueltas, además de la comuna donde está instalado. Posteriormente, se forma un paquete de datos medidos, el cual es subido a una base de datos en línea.



Fig. 2.1: Waciones Ameter 300.

Fuente: <http://wasion-meter.com/>



Fig. 2.2: Aclara SGM 3000.

Fuente: www.aclara.com

2.4 Base de datos

Para almacenar la información censada por los equipos de medición, se utilizan dos bases de datos, una de ellas para datos de energía en forma trifásica (Figura 2.3 y Tabla 2.2) y otra para voltajes y corrientes (Figura 2.4 y Tabla 2.3), esta última con registros por fase.

mRID	Fuente	timestamp	kWh_d_15min	kWh_r_15min	kVAh_d_15min	kVAh_r_15min	Reading_quality	message_req
10041055	RF	17-10-2019 11:45:00	0,37895	0	0,0817	0	1416	17-10-2019 12:45:06
10041055	RF	17-10-2019 12:00:00	0,37945	0	0,07945	0	1416	17-10-2019 12:45:06
10041055	RF	17-10-2019 12:15:00	0,24725	0	0,056	0	1416	17-10-2019 12:45:06
10041055	RF	17-10-2019 12:30:00	0,40195	0	0,0802	0	1416	17-10-2019 12:45:06
10041055	RF	17-10-2019 12:45:00	0,38975	0	0,07895	0	1416	17-10-2019 13:09:14
10041055	RF	17-10-2019 13:00:00	0,42945	0	0,10205	0	1416	17-10-2019 13:09:14
10041055	RF	17-10-2019 13:15:00	0,39385	0	0,1205	0	1416	17-10-2019 14:20:02
10041055	RF	17-10-2019 13:30:00	0,4243	0	0,09685	0	1416	17-10-2019 14:20:02
10041055	RF	17-10-2019 13:45:00	0,4549	0	0,0904	0	1416	17-10-2019 14:20:02
10041055	RF	17-10-2019 14:00:00	0,4386	0	0,08795	0	1416	17-10-2019 14:20:02
10041055	RF	17-10-2019 14:15:00	0,47545	0	0,10175	0	1416	17-10-2019 14:20:02
10041055	RF	17-10-2019 14:30:00	0,46905	0	0,0979	0	1416	17-10-2019 15:15:35
10041055	RF	17-10-2019 14:45:00	0,4706	0	0,0945	0	1416	17-10-2019 15:15:35
10041055	RF	17-10-2019 15:00:00	0,416	0	0,10205	0	1416	17-10-2019 15:15:35
10041055	RF	17-10-2019 15:15:00	0,38995	0	0,0894	0	1416	17-10-2019 15:15:35
10041055	RF	17-10-2019 15:30:00	0,39995	0	0,1056	0	1416	17-10-2019 16:34:05
10041055	RF	17-10-2019 15:45:00	0,37295	0	0,1114	0	1416	17-10-2019 16:34:05
10041055	RF	17-10-2019 16:00:00	0,37855	0	0,0883	0	1416	17-10-2019 16:34:05
10041055	RF	17-10-2019 16:15:00	0,45875	0	0,0894	0	1416	17-10-2019 16:34:05
10041055	RF	17-10-2019 16:30:00	0,5183	0	0,08285	0	1416	17-10-2019 16:34:05
10041055	RF	17-10-2019 16:45:00	0,46895	0	0,0717	0	1416	17-10-2019 17:02:57
10041055	RF	17-10-2019 17:00:00	0,4836	0	0,07675	0	1416	17-10-2019 17:02:57
10041055	RF	17-10-2019 17:15:00	0,479	0	0,0866	0	1416	17-10-2019 18:14:29
10041055	RF	17-10-2019 17:30:00	0,476	0	0,09343	0	1416	17-10-2019 18:14:29
10041055	RF	17-10-2019 17:45:00	0,498	0	0,10479	0	1416	17-10-2019 18:14:29
10041055	RF	17-10-2019 18:00:00	0,5166	0	0,10675	0	1416	17-10-2019 18:14:29
10041055	RF	17-10-2019 18:15:00	0,48005	0	0,09813	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 18:30:00	0,4858	0	0,09465	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 18:45:00	0,49125	0	0,08895	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 19:00:00	0,5081	0	0,0978	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 19:15:00	0,371	0	0,08285	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 19:30:00	0,3296	0	0,09265	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 19:45:00	0,50075	0	0,0845	0	1416	17-10-2019 19:48:47
10041055	RF	17-10-2019 20:00:00	0,54375	0	0,0983	0	1416	17-10-2019 20:17:12
10041055	RF	17-10-2019 20:15:00	0,5199	0	0,101	0	1416	17-10-2019 20:17:12
10041055	RF	17-10-2019 20:30:00	0,59815	0	0,11245	0	1416	17-10-2019 21:32:47
10041055	RF	17-10-2019 20:45:00	0,6613	0	0,0952	0	1416	17-10-2019 21:32:47

Fig. 2.3: Base de datos de energía.

Fuente: Información proporcionada por

SAESA.

Nota: para mejor visualización remitirse a base de datos digital disponible con el profesor bajo confidencialidad.

2.5 Selección transformadores

Del total de transformadores que cuentan con sistema de medición, se debe seleccionar la muestra con la que se realizará el estudio, la cual debe ser representativa del total de unidades instaladas.

2.5.1 Criterios de pre-selección

En primer lugar, se definirán un conjunto de criterios para realizar el primer filtro al total de transformadores, para esto se tuvo en consideración la información expuesta en la tabla B.1 del anexo B, en donde se muestra la cantidad de transformadores de distribución instalados por comuna segmentados por potencia. Para la pre-selección se consideraron los siguientes criterios:

1. Para un análisis más amplio de los resultados se escogerán 3 valores de potencia, que permitan abarcar transformadores de diferentes dimensiones. Los valores de potencia seleccionados deben pertenecer a aquellos de mayor incidencia de acuerdo a la tabla 2.1.
2. Debe existir un registro mínimo de mediciones de 2 años, para posteriormente filtrar la pre-selección por mediciones de potencia nula y datos faltantes.
3. De forma no excluyente, se debe considerar aquellos transformadores instalados que sean de proveedores contemplados en nuevas adquisiciones de SAESA.

En la figura 2.5 notamos que, de las unidades instaladas el nivel de potencia de 75 kVA corresponde aproximadamente al 50% del total. En relación al primer criterio de pre-selección, se escogen las potencias de 45, 75 y 150 kVA para el estudio.

En la figura 2.6 se tienen las comunas con mayor cantidad de unidades instaladas (+100), en donde se observa que la comuna de Osorno se acerca al 20% del total, seguida por las comunas de Puerto Montt y Valdivia, con un porcentaje que ronda el 15%.

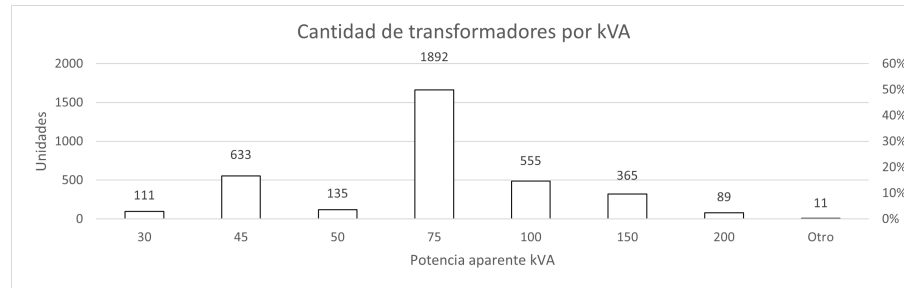


Fig. 2.5: Transformadores instalados por nivel de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

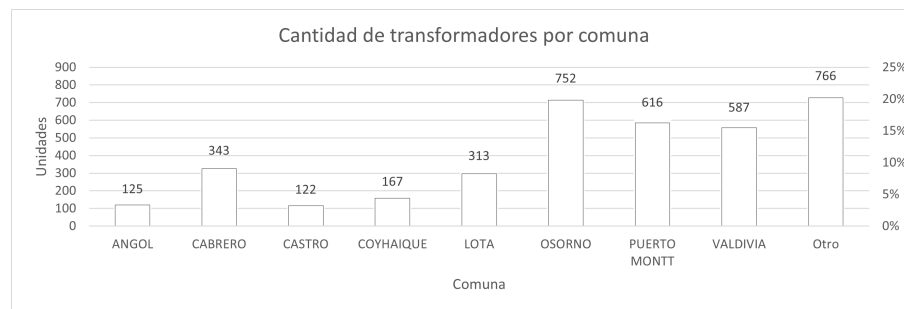


Fig. 2.6: Comunas con mayor cantidad de unidades instaladas.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Para la información completa de la ubicación de transformadores ver anexo B.

En consideración de que:

- Los transformadores ya instalados son de los proveedores Rhona, Tusan, Progos, Shaffner, CH y Magnetron.
- Los transformadores que se adquieren actualmente son de los proveedores Rhona, Tusan, ABB y Romagnole.

Para cumplir con el segundo y tercer criterio, la pre-selección se compondrá preferentemente por transformadores de los proveedores Rhona y Tusan, con un registro mínimo de mediciones de 2 años.

2.5.2 Selección de la muestra

Para definir la muestra, se cuenta con las mediciones de una población de 70 transformadores que cumplen con los criterios de pre-selección, sin embargo, en todos los transformadores existen

mediciones que faltan, ya sea por motivos técnicos de los equipos de medición, fallos en el protocolo de comunicación, o bien, del tipo informático en la base de datos que almacena las mediciones. Luego resulta necesario cuantificar los pulsos de los cuales no se tiene registro, además de aquellos que indiquen una medición de consumo igual a cero, ya que no se tienen datos útiles en ambas situaciones.

- Mediciones con potencia igual a cero

Dentro de las mediciones registradas para los transformadores de distribución que cumplen con los criterios, existen mediciones en potencia de carácter nulo, es importante identificar aquellos transformadores que presenten una alta cantidad de registros con mediciones nulas, ya que no aportan con información para la estimación. Para esto se revisaron las mediciones de los transformadores utilizando Power BI, donde se observó que para un periodo de análisis de dos años:

- a. Un transformador presentó 22.919 mediciones con potencia igual a cero, o bien, un total 239 días con registros nulos.
- b. El promedio de mediciones con potencia igual a cero es de 532 mediciones, equivalentes a 5,5 días.
- c. Eliminando el efecto del transformador mencionado en a, el promedio de mediciones con potencia igual a cero es de 75, equivalentes a 0,7 días.

Nota: los registros con mediciones nulas en potencia se encuentran repartidos a lo largo del periodo de análisis, sin obedecer una tendencia.

De lo anterior, se concluye que el transformador mencionado en a es un caso particular en relación al resto de la población de estudio, por lo que no puede ser seleccionado en la muestra. Considerando un promedio de 0,7 días de mediciones con potencia medida igual a cero, se seleccionarán transformadores que se encuentren bajo este promedio.

- Mediciones faltantes

Una medición faltante corresponde a una ausencia de medición, es decir un pulso de 15 minutos que no existe dentro de los registros de la base de datos, por lo que no se tiene medición de energía ni variables tensión y corriente.

Para evaluar las mediciones faltantes se utilizó Power BI, en donde se observó que en general, todos los transformadores presentan ausencia de mediciones entre el periodo 20 de Abril de 2020 y 25 de mayo de 2020.

De lo anterior, se concluye que existe alrededor de un mes de mediciones faltantes por transformador, un valor alto en relación a las mediciones con potencia cero.

Dicho lo anterior, se considerarán los datos registrados a partir del 01 de junio de 2020 para el desarrollo del proyecto.

2.5.3 Transformadores seleccionados

En la tabla 2.4, se muestran los transformadores seleccionados para el estudio en función de los criterios expuestos a lo largo del presente capítulo.

ID	Potencia [kVA]	Proveedor	Tensión (Fase)	Ubicación	Medidor	Mediciones P=0
10049170	45	Rhona	23 kV/220V	Osorno	Aclara SGM	< 0,7 días
10041055	75	Rhona	23 kV/220V	Osorno	Aclara SGM	< 0,7 días
10041002	150	Rhona	23 kV/220V	Angol	Aclara SGM	< 0,7 días

Tabla 2.4: Transformadores seleccionados.

Fuente: Elaboración propia.

La data histórica de los transformadores de 75 y 150 kVA seleccionados se resume al periodo comprendido entre el 1 de junio de 2020 y el 1 de junio de 2021, mientras que para el caso del transformador de 45 kVA entre el 27 de noviembre de 2020 y el 1 de junio de 2021, ya que no existe data de voltajes y corrientes previa para transformadores de 45 kVA.

Nota: para ilustrar el procedimiento, a lo largo de este informe se detalla el caso para el transformador de 75 kVA, ya que el procedimiento resulta análogo para los otros casos. Los resultados asociados a los transformadores de 45 y 150 kVA pueden verse en el anexo H.

2.6 Comentarios y conclusiones

De acuerdo con lo expuesto, se debe considerar que existen errores en los registros de las bases de datos, estos se deben principalmente a fallos en el protocolo de comunicación, que exhiben una medición en potencia nula, la cual es de carácter instantánea y no obedece la tendencia de

las vecindades. También se encuentran periodos en donde no se tienen registros, o lagunas en donde no hay mediciones. Ya que se tiene conocimiento de estos errores, deben ser corregidos previamente a la utilización de los datos.

3. Modelos

3.1 Introducción

Para realizar la estimación del comportamiento de una serie temporal, existen variados métodos de predicción, los cuales manifiestan un mejor o peor resultado dependiendo de la naturaleza de la serie temporal en estudio, es por esto que la métrica del error toma relevancia a la hora de evaluar la respuesta del modelo.

El comportamiento de toda máquina eléctrica puede ser aproximado a partir de un circuito equivalente, que representa los diferentes fenómenos asociados al funcionamiento y operación de dicha máquina, en particular, las diferentes fuentes de pérdidas asociadas a un transformador. Por lo que su representación circuital se vuelve fundamental a la hora de indagar en análisis internos.

3.2 Modelos de pronósticos

Antes de comenzar con la revisión de modelos de pronóstico, es necesario recordar las definiciones atinentes a series temporales que se muestran a continuación:

1. Componente estacional: Ciertas series temporales exhiben una cierta periodicidad en el tiempo, esta puede variar dependiendo de su naturaleza, por ejemplo diaria, semanal, mensual, semestral, etc. [15].
2. Componente tendencia: Se identifica como un movimiento suave de la serie a largo plazo, existe también un cambio en la media [15].
3. Componente aleatoria: Esta componente no obedece ningún tipo de comportamiento, depende de factores puntuales y/o aleatorios que inciden de forma aislada [15].

En función de lo anterior, las series temporales pueden clasificarse en:

- Estacionarias: Una serie es estacionaria, cuando la media y la varianza son constantes en el tiempo, visualmente se puede identificar como una tendencia a la oscilación o zigzaguo entorno a una media constante conforme evoluciona la serie en función del tiempo [15].
- No estacionarias: Una serie no estacionaria es aquella en donde existe una tendencia al crecimiento o decrecimiento, o bien, una variación en la evolución temporal de esta, sin comportamientos oscilatorios [15].

3.2.1 Modelo AR (*Autoregressive*)

El modelo AR (p), o de autoregresión, es utilizado en estadística para efectuar pronósticos de series temporales estacionarias, a partir de observaciones previas con un intervalo constante entre un dato y otro. Dicho modelo se representa mediante la ecuación 3.1 [16].

$$x_t = \xi + \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} \cdots + \epsilon + \phi_p x_{t-p} + \epsilon_t = \xi + \sum_{i=0}^p \phi_i x_{t-i} + \epsilon_t \quad (3.1)$$

ξ, ϕ_j : Son constantes.

ϵ_t : Corresponde a una variable aleatoria (error).

Nota: ξ, ϕ_j se deben estimar, mientras que ϵ_t , tiene la característica de tener media 0, varianza constante σ^2 y además no tiene correlación (independiente).

La gráfica de función de autocorrelación simple en un modelo autorregresivo debe decaer suavemente (ver figura 3.1), mientras que en la gráfica de la función de autocorrelación parcial, se debe observar que luego del retardo p, los coeficientes de correlación no deben ser significativos, (ver figura 3.2) [17].

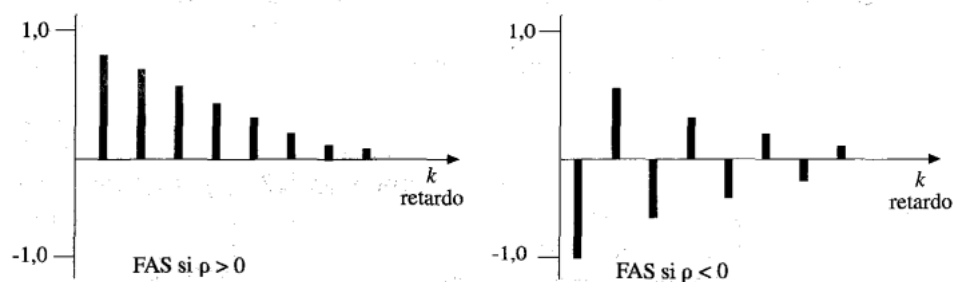


Fig. 3.1: Función de autocorrelación simple modelo autoregresivo.

Fuente: Econometría [17].

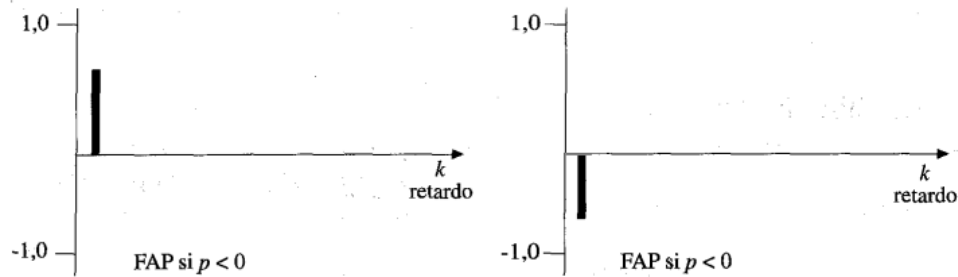


Fig. 3.2: Función de autocorrelación parcial modelo autoregresivo.

Fuente: Econometría [17].

3.2.2 Modelo MA (*Moving Average*)

El modelo MA (q), de promedio móvil, se puede considerar una "regresión sobre los errores", de una serie de tiempo univariada del tipo estacionaria. Dicho modelo se representa matemáticamente por la ecuación 3.2 [16].

$$x_t = \mu + \epsilon_t - \theta_1\epsilon_{t-1} - \theta_2\epsilon_{t-2} - \dots - \theta_q\epsilon_{t-q} = \mu + \epsilon_t - \sum_{i=0}^q \theta_i\epsilon_{t-i} \quad (3.2)$$

μ, θ_j : Son constantes.

ϵ_t : Corresponde a una variable aleatoria (error).

Nota: μ, θ_j se deben estimar, a través de minimizar la suma del cuadrado de los errores, mientras que ϵ_t , tiene la característica de tener media 0, varianza constante σ^2 y además no tiene correlación.

La gráfica de la función de autocorrelación simple en un modelo de promedio móvil, luego del retardo q , no debe ser significativa (ver figura 3.3), mientras que la gráfica de la autocorrelación parcial debe decaer suavemente (ver figura 3.4).

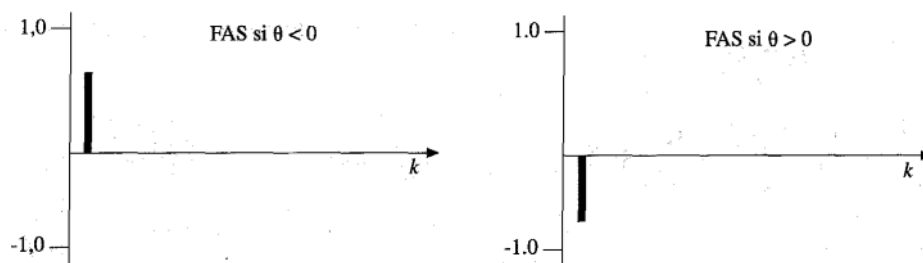


Fig. 3.3: Función de autocorrelación simple modelo de promedio móvil.

Fuente: Econometría [17].

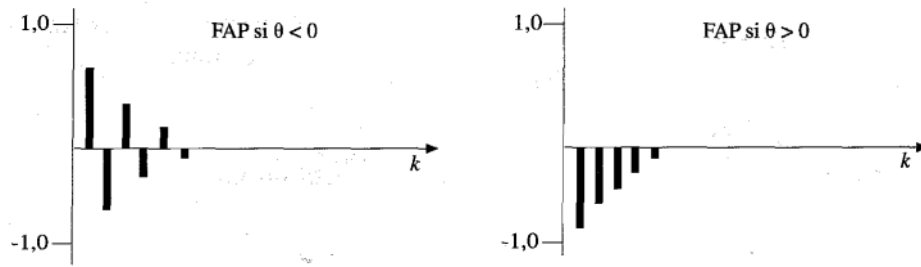


Fig. 3.4: Función de autocorrelación parcial modelo de promedio móvil.

Fuente: Econometría [17].

3.2.3 Modelo ARMA (*Autoregressive Moving Average*)

El modelo autoregresivo de promedio móvil ARMA (p, q) aplicado a series de tiempo estacionarias, es una combinación de los modelos AR (p) y MA (q), es decir, considera una regresión sobre observaciones anteriores y también sobre los errores, de forma simultánea, cuya representación matemática se encuentra dada por la ecuación 3.3 [16].

$$x_t = \xi + \epsilon_t + \sum_{i=0}^p \phi_i x_{t-i} + \epsilon_t + \sum_{i=0}^q \theta_i \epsilon_{t-i} \quad (3.3)$$

La gráfica de la función de autocorrelación y autocorrelación parcial de la serie de tiempo para un modelo ARMA, deben decaer suavemente o de manera cíclica. ξ, ϕ_j, θ_j Son constantes. ϵ_t Corresponde a una variable aleatoria (error).

Nota 1: ξ, ϕ_j, θ_j se deben estimar, mientras que ϵ_t , tiene la característica de tener media 0, varianza constante σ^2 y además no tiene correlación (independiente).

Nota 2: Para este modelo se sugiere estimar los parámetros del modelo (p, q) mediante prueba y error, ya que no se puede determinar a partir de la función de autocorrelación y autocorrelación parcial.

3.2.4 Modelo ARIMA (*Autoregressive Integrated Moving Average*)

El modelo autoregresivo integrado de promedio móvil ARIMA (p, d, q), es un método estadístico, aplicado en la predicción de series temporales no estacionarias de forma dinámica. Este modelo utiliza una diferenciación de orden d a la serie original para volverla estacionaria, y así, aplicar

un modelo ARMA(p, q) a la serie diferenciada [16].

La diferenciación es un procedimiento aplicado a la serie original (no estacionaria), consiste en formar una nueva serie (estacionaria) realizando una resta entre una observación y la anterior, de la forma $x_{i+1} - x_i, i = 1, 2, 3, \dots, n$, con n el número de observaciones. Este procedimiento se puede realizar una cantidad de veces d , este valor indica el orden de la diferenciación y es un parámetro del modelo ARIMA, en la práctica no es común exceder el segundo orden [16].

3.3 Estimación de la corriente promedio

Para el desarrollo del trabajo, es necesario estimar las corrientes promedio por fase en el lado de baja tensión del transformador, ya que con esta corriente y el modelo trifásico, es posible calcular las pérdidas, es decir, con una estimación de la corriente promedio se logra una estimación de las pérdidas a través de teoría de circuitos.

3.3.1 Corriente máxima

La principal limitante de utilizar la corriente promedio, es que esta no es censada por los equipos de medición, ya que, de acuerdo a lo revisado en la sección 2.4, las mediciones de corrientes por fase en los medidores Aclara corresponden al valor máximo instantáneo en el intervalo de 15 minutos (valor máximo percibido por el medidor), por lo que no aporta información relevante respecto al comportamiento de la corriente (ver figura 3.5), sin embargo, el caso más crítico es en transformadores con baja carga, pues las variaciones son de carácter abrupto, mientras que a mayor carga, la corriente máxima tiende a ser más estable, como es el caso de la figura 3.5.

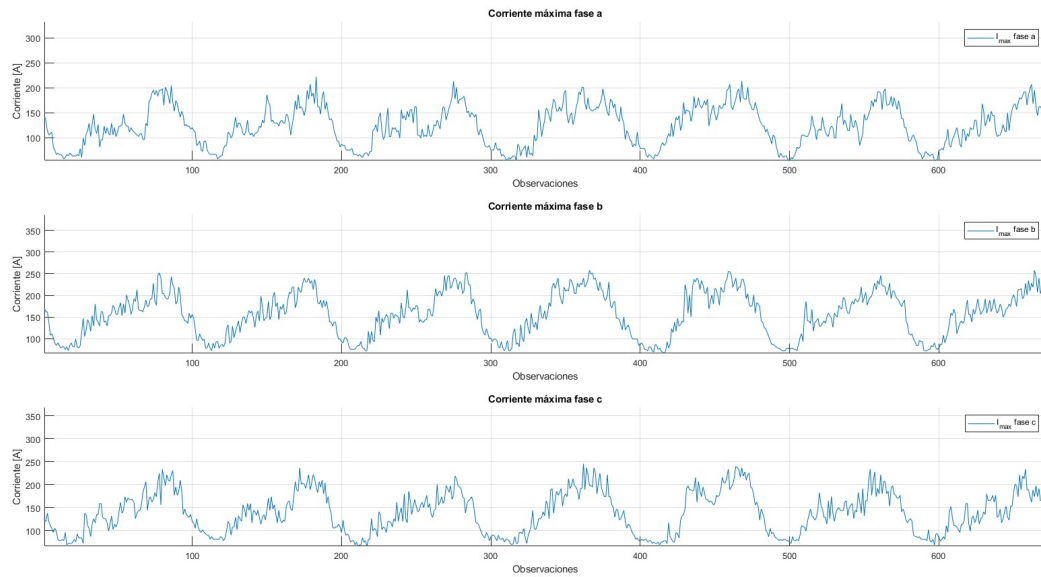


Fig. 3.5: Corriente máxima por fase.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: en los medidores Wasiones (instalados recientemente), la corriente promedio es censada directamente, sin embargo, para este estudio solo se contaba con registros de medidores Aclara.

De la figura 3.5 se observa que existen variaciones entre una medición y otra, esto es debido a que la corriente máxima registrada varía con el dinamismo de la carga, por lo que no entrega información representativa del comportamiento de la corriente en el intervalo de 15 minutos, como lo haría la corriente promedio.

Otro punto negativo es que existe mucha incertidumbre respecto al comportamiento en corriente máxima de la carga y por lo tanto las estimaciones de esta corriente arrojan un error elevado.

3.3.2 Corriente ponderada

Para obtener una aproximación de la corriente promedio por fase, se hará uso de la potencia trifásica calculada a través de la energía, de acuerdo con la ecuación 3.4.

$$P_{3\phi} = (Ea_{directa} - Ea_{inversa}) \cdot 4 \cdot \alpha \quad (3.4)$$

$$Q_{3\phi} = (Er_{directa} - Er_{inversa}) \cdot 4 \cdot \alpha \quad (3.5)$$

$P_{3\phi}$: Potencia trifásica.

$Ea_{directa}$: Energía activa directa.

$Ea_{inversa}$: Energía activa inversa.

$Er_{directa}$: Energía reactiva directa.

$Er_{inversa}$: Energía reactiva inversa.

α : Factor de conversión del equipo de medición.

Nota: La multiplicación por 4 es debido a que el registro de energía corresponde al medido un intervalo de 15 minutos.

Lo siguiente es aproximar cuanto es el aporte de cada fase a la potencia trifásica, para esto se utilizará la ponderación de la corriente máxima descrita en la ecuación 3.6.

$$Pond_k = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Imax_{ki}}{Imax_{ai} + Imax_{bi} + Imax_{ci}} \quad (3.6)$$

$Pond_k$: Ponderación para la fase k .

$Imax_k$: Corriente máxima en la fase k .

n : Cantidad de datos.

El factor de potencia trifásico se puede calcular de acuerdo a la ecuación 3.7.

$$F.P. = \cos(\phi) = \cos\left(\arctan\left(\frac{Q_{3\phi}}{P_{3\phi}}\right)\right) \quad (3.7)$$

Consideraciones:

1. La potencia se distribuye por fase en la proporción $Pond_k$.
2. El factor de potencia por fase se considera igual al factor de potencia trifásico descrito por la ecuación 3.7.

Luego una aproximación para la corriente promedio, denominada corriente ponderada se puede obtener de la ecuación 3.8.

$$I_{pond_k} = \frac{P_{3\phi} \cdot Pond_k}{V_{prom} \cdot \cos(\phi)} \quad (3.8)$$

Con esta metodología es posible obtener los resultados de la figura 3.6, en donde se observa una curva de corriente ponderada mucho más suave y con menos ruido que la corriente máxima, pero sin embargo conservando la forma característica de esta.

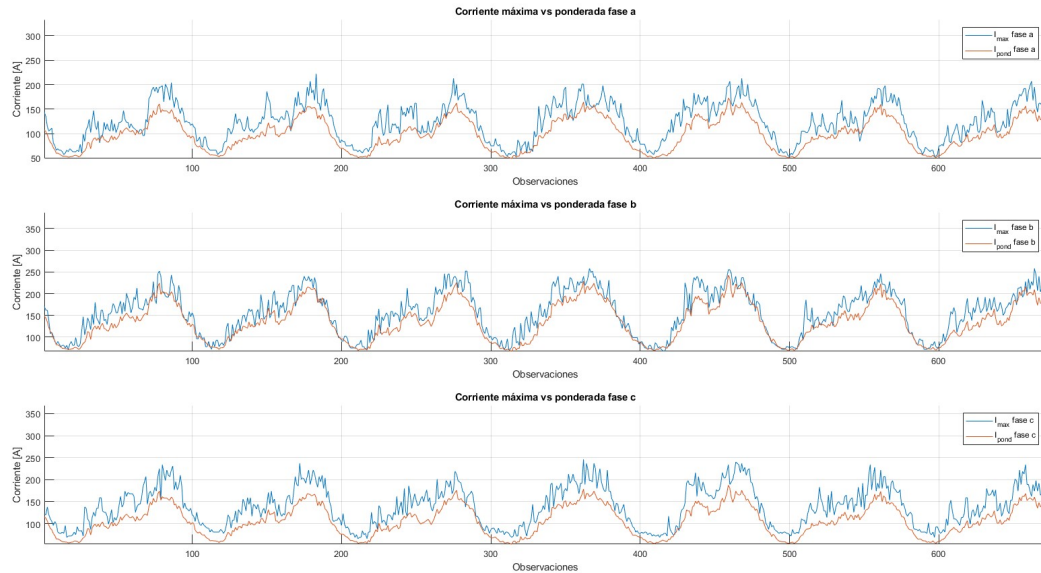


Fig. 3.6: Corriente máxima y ponderada por fase.

Fuente: Elaboración propia.

Consideraciones respecto de la corriente ponderada.

1. Como una aproximación de la corriente promedio, la corriente ponderada proporciona mayor información que la corriente máxima.
2. Al ser una curva más suave que la corriente máxima, resulta más fácil de estimar.
3. Las pérdidas calculadas a partir de la corriente ponderada serán una mejor aproximación a las pérdidas promedio en comparación a las calculadas a partir de la corriente máxima, ya que, estas últimas corresponderían al peor caso.
4. Al tratarse de una estimación, no se está trabajando directamente con la corriente promedio, por lo que añade incertidumbre al cálculo.
5. El factor de potencia por fase es considerado igual al trifásico. En el anexo E.1, se compara la corriente ponderada a partir de un factor de potencia fijo e igual al trifásico vs la corriente ponderada calculada a partir un factor de potencia aleatorio entre 0.9 y 1 para cada fase. Los resultados muestran que la diferencia entre estas es de un 4% por fase.

3.4 Aplicación del modelo ARIMA

El modelo ARIMA (d, p, q) se utilizará para predecir las corrientes ponderadas, (para este capítulo también llamadas series temporales de estudio) por cada fase en el lado de baja tensión del transformador de distribución.

3.4.1 Clasificación de la serie temporal

En primer lugar, debemos validar que la serie resulta estacionaria, de acuerdo lo revisado en la sección 3.2. Notamos que en la figura 3.7, el comportamiento de las series temporales de estudio es de carácter estacionario, pues exhiben una tendencia a la oscilación en torno a una media constante.

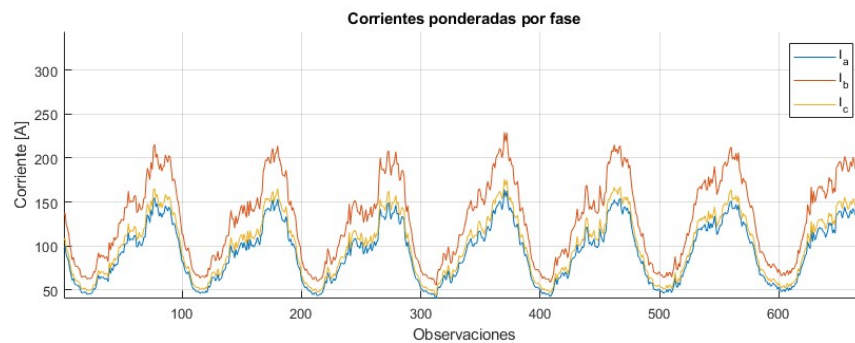


Fig. 3.7: Corrientes ponderadas por fase.

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Eliminar la estacionariedad de la serie

De acuerdo a la metodología propuesta por el autor en [7], una alternativa para volver a una serie no estacionaria, es considerar que está compuesta por múltiples series no estacionarias individuales. Es decir, se puede considerar que las series están compuestas cada una por 96 series no estacionarias, correspondientes al número de registros diarios.

Nota: En adelante "Sub-series" hace referencia a las 96 series no estacionarias.

En la figura 3.8, se muestran las primeras cuatro sub-series que componen la corriente ponderada de la fase a, en donde se observa que se trata de series no estacionarias, luego es posible utilizar la metodología ARIMA para predecir el siguiente punto.

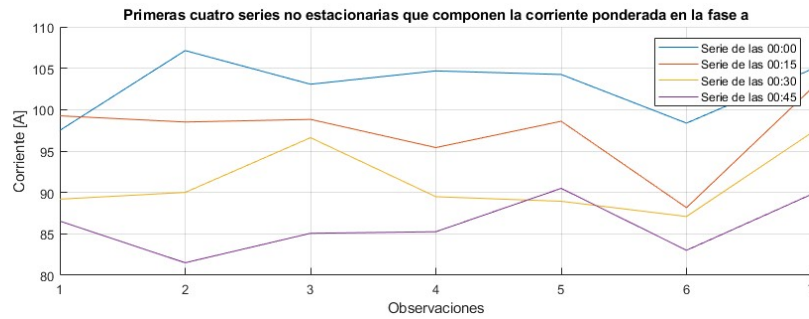


Fig. 3.8: Primeras cuatro series no estacionarias.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez se obtenga un punto de predicción x_{t+1} por cada sub-serie, al agrupar los 96 resultados se tendrá la predicción de la corriente ponderada para un día completo.

3.4.3 Diferenciación de las sub-series

Una vez se obtiene el total de las sub-series no estacionarias, se debe aplicar una transformación matemática denominada diferenciación, en donde para una observación x_t se le resta la observación anterior x_{t-1} .

Luego de aplicar una diferenciación de orden d a las sub-series, se debe observar un zigzageo entorno a una media constante, tendencia que refleja la estacionaridad y es posible identificar en el gráfico de la figura 3.9, que corresponde a la diferenciación de primer orden de la sub-serie de las 00:00.

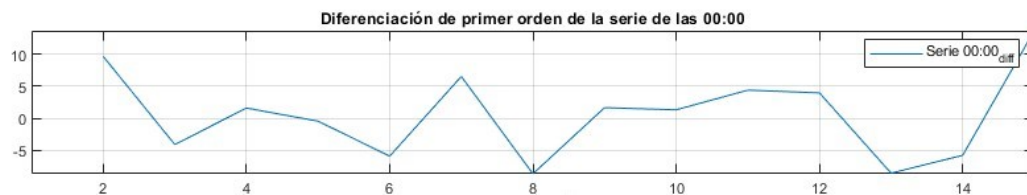


Fig. 3.9: Diferenciación de primer orden.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Este proceso se realizó de forma iterativa para el resto de sub-series, obteniendo resultados similares, es decir, se concluye que basta una diferenciación de primer orden para exhibir un comportamiento estacionario.

3.4.4 Determinación de los parámetros p, q del modelo ARIMA

Si bien para los métodos AR y MA, la determinación de los parámetros p y q respectivamente, se pueden identificar desde la gráfica de la función de autocorrelación parcial (AR) y de la autocorrelación simple (MA), para el método ARMA y ARIMA, no es posible aplicar esta metodología y la obtención es en base a prueba y error.

Una alternativa para la elección los parámetros es la evaluación del error entre las observaciones futuras y la predicción, tal como lo realizan los autores en [18] y [19], en donde se desarrollan múltiples modelos, para finalmente seleccionar aquel que presente menor error.

Para evaluar el desempeño de los modelos de predicción existen diferentes métricas de error:

- Error porcentual absoluto medio (MAPE): es un indicador de desempeño que resulta fácil de comprender, este calcula la diferencia entre las observaciones y la estimación para luego expresarlas en forma porcentual, se expresa de acuerdo a la ecuación 3.9 [5].
- Error cuadrático medio (RMSE): es una buena alternativa para determinar que tan bueno es el ajuste en un modelo de pronóstico, ya que se otorga un peso relativamente alto a los errores grandes. Evalúa cuan cerca están los datos estimados con respecto a las observaciones, se calcula como la raíz cuadrada del promedio de las distancias al cuadrado, como se muestra en la ecuación 3.10 [20].
- Error medio absoluto (MAE): calcula el promedio de las diferencias absolutas entre observaciones y la predicción según la ecuación 3.11. Es de carácter lineal, es decir, las diferencias individuales se ponderan de igual forma en el promedio, no como en el caso del RMSE, en donde se castiga más a los errores grandes [20].

$$MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|x_{t+i} - x'_{t+i}|}{x_{t+i}} \cdot 100 \quad (3.9)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_{t+i} - x'_{t+i})^2}{n}} \quad (3.10)$$

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |x_{t+i} - x'_{t+i}|}{n} \quad (3.11)$$

n : Número de predicciones.

x : Observaciones.

x' : Predicción.

En la selección de parámetros del modelo ARIMA, se iteró con distintos valores p , q y número de datos que se ingresan al modelo, para así evaluar los errores MAPE, RMSE y MAE, y de tal forma, identificar el modelo que presente un mejor ajuste. En la tabla 3.1 se muestra el modelo que presentó mejores resultados, junto con la cuantificación de los respectivos errores.

ARIMA (1,1,1)_20	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	6,77%	6,83%	6,61%	8,31	11,38	8,82	6,46	8,89	6,82
Martes	8,26%	8,13%	7,86%	10,47	14,38	10,84	7,96	10,83	8,21
Miércoles	6,57%	6,49%	6,45%	8,02	10,89	8,53	6,35	8,57	6,75
Jueves	7,04%	6,88%	6,88%	8,50	11,40	9,04	6,78	9,09	7,17
Viernes	7,69%	7,55%	7,34%	9,67	13,08	9,93	7,60	10,33	7,80
Sábado	11,55%	11,42%	11,45%	13,83	19,35	15,01	10,97	15,25	11,93
Domingo	11,42%	11,18%	11,34%	13,98	19,10	15,12	11,32	15,24	12,16
Prom.	8,37%			Prom.	11,89		Prom.	9,36	

Tabla 3.1: Modelo ARIMA con mejor ajuste.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: para la estimación no se consideró distinción entre días hábiles, fines de semana ni festivos, esto queda propuesto para un trabajo futuro con el objetivo de disminuir el error de predicción.

Consideraciones del modelo:

1. Considera los parámetros $p = 1$, $d = 1$ y $q = 1$, con 20 datos de entrada, correspondientes a 20 días anteriores (para ver la respuesta del modelo ante una variación en los parámetros ver anexo C, en donde se observa un mayor error).
2. Es capaz de realizar una predicción con un horizonte definido diario, semanal, mensual, etc. sin embargo, el error aumenta cuando el horizonte es muy amplio, por ejemplo una estimación trimestral, ya que se está realizando una predicción a partir de predicciones pasadas como entrada.

3. Los días Sábados y Domingos presentan un mayor error (ver tabla 3.1), ya que el dinamismo de la carga exhibe un comportamiento diferente para estos días, al no tratarse de días laborales.
4. Se presenta un mejor comportamiento en los errores MAPE, RMSE y MAE frente a las otras iteraciones.

Nota: Los errores asociados a otras iteraciones se encuentran en el anexo C.

3.4.5 Resultados de predicción

Utilizando el modelo ARIMA seleccionado, es posible realizar una predicción de la corriente ponderada por fase. Los resultados para el caso diario se muestran en la figura 3.10, la cual muestra una predicción para el día miércoles el 26 de mayo 2021.

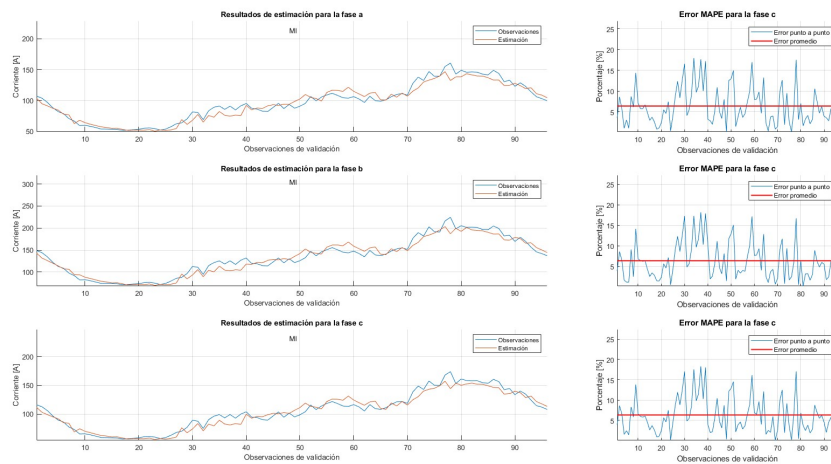


Fig. 3.10: Resultados predicción diaria de la corriente ponderada.

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso en particular, el error MAPE alcanza un valor que ronda el 6.5% por fase de forma aproximada, sin embargo, notamos que de las 96 mediciones diarias, a partir de la medición número 30, correspondiente a las 07:15 AM, aumenta la diferencia entre las observaciones y predicción, esto es debido a que en este horario las personas comienzan su jornada, por lo que el comportamiento dinámico produce un aumento en el error.

Ampliando el horizonte de predicción, se obtienen los resultados de la figura 3.11, la cual muestra una predicción semanal entre el 26 de mayo 2021 y 1 de junio de 2021, en donde se

aprecia claramente un error mayor para los días sábado y domingo, pues estos días, al no ser laborales, exhiben un comportamiento diferente (ver tabla 3.1).

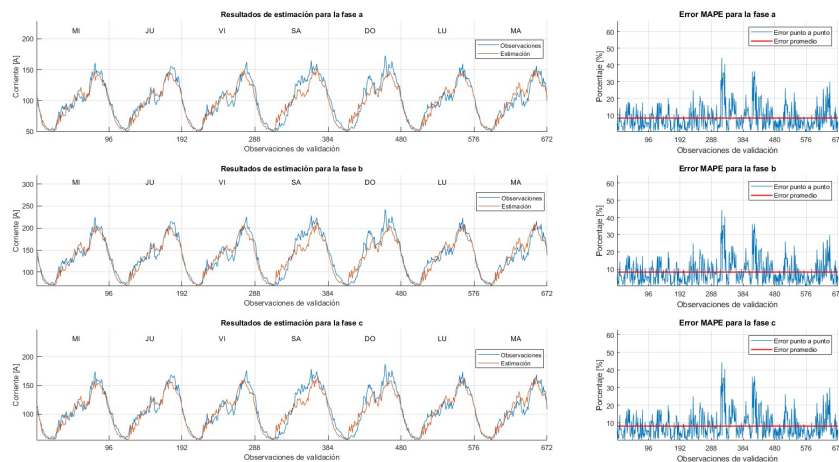


Fig. 3.11: Resultados predicción semanal de la corriente ponderada.

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso semanal, el error MAPE alcanza un valor que ronda el 8.77% por fase, ya que el ajuste en los días sábado y domingo presenta un mayor error, afectando en el error de pronóstico a nivel semanal, no obstante, es un resultado aceptable, si se compara con los errores obtenidos en [5], en donde se obtiene un error del 10%, o en [6], en donde el error de predicción alcanza el 30%.

Nota: para este estudio no se consideró distinción entre días laborales, festivos ni fines de semana. Sin embargo, en el anexo G, se muestran los resultados de predicción semanal solo para días hábiles, es decir, sin considerar sábados ni domingos, en donde los resultados muestran un error MAPE del 5.74%

Nota: para la estimación de la corriente promedio se utilizaron los métodos AR, ARMA y red neuronal LSTM (ver anexo F), sin embargo, los resultados obtenidos a través del método ARIMA presentan un mejor ajuste de predicción, no obstante los resultados a largo plazo (horizonte anual) no resultan factibles de acuerdo a lo expuesto en el anexo F. Sin embargo, al considerar el caso particular de cada lunes, martes, miércoles... etc. y festivos, es esperable un menor error, esto queda propuesto para un trabajo futuro.

3.5 Modelo del transformador trifásico

Luego de obtener la estimación de las corrientes, se debe identificar el circuito del transformador trifásico, incluyendo los parámetros asociados al modelo, es por esto que en este capítulo se revisará la información técnica de los transformadores seleccionados.

3.5.1 Conexión $\Delta - Y$

El circuito equivalente entrega una representación teórica del transformador trifásico, dependiendo del tipo de conexión, este tendrá una disposición diferente.

Los transformadores de estudio poseen una conexión $\Delta - Y$, cuyo diagrama describe en la figura 3.12.

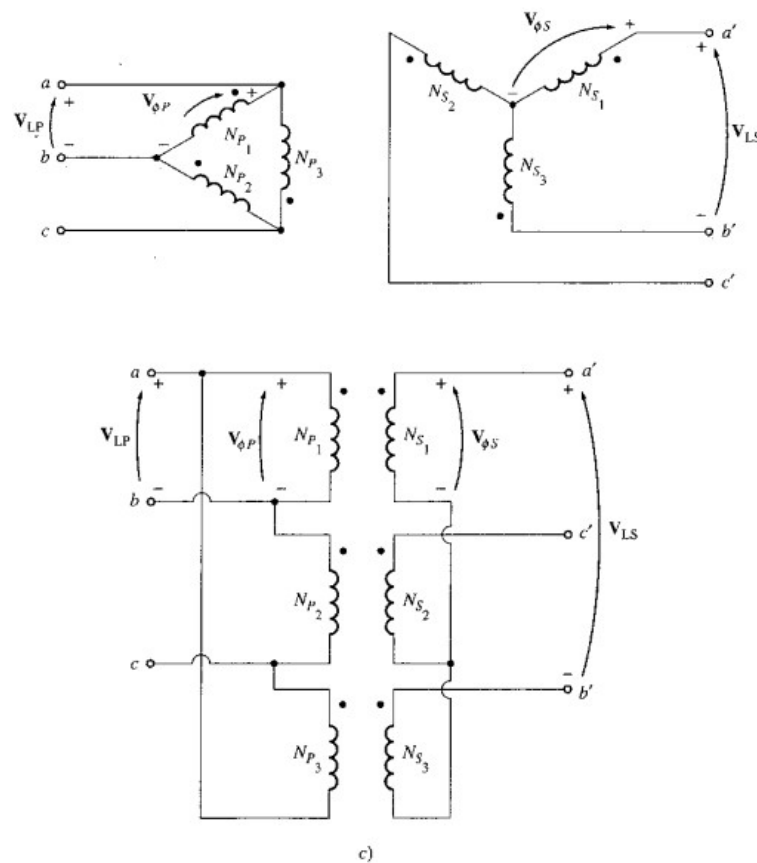


Fig. 3.12: Conexión transformador trifásico $\Delta - Y$.

Fuente: Máquinas eléctricas [12].

Las mediciones son efectuadas en el lado de baja tensión del transformador, representado en el secundario de la figura 3.12, los registros de corriente máxima corresponden a valores de línea y fase, de acuerdo a la disposición Y , mientras que los registros de voltaje promedio corresponden a mediciones del tipo fase-neutro.

3.5.2 Parámetros del modelo

Los parámetros del modelo representan fenómenos internos asociados al núcleo y bobinados de primario y secundario. Bajo la consideración de que el transformador es simétrico en construcción, los parámetros para cada fase son iguales, como se muestra en la figura 3.13.

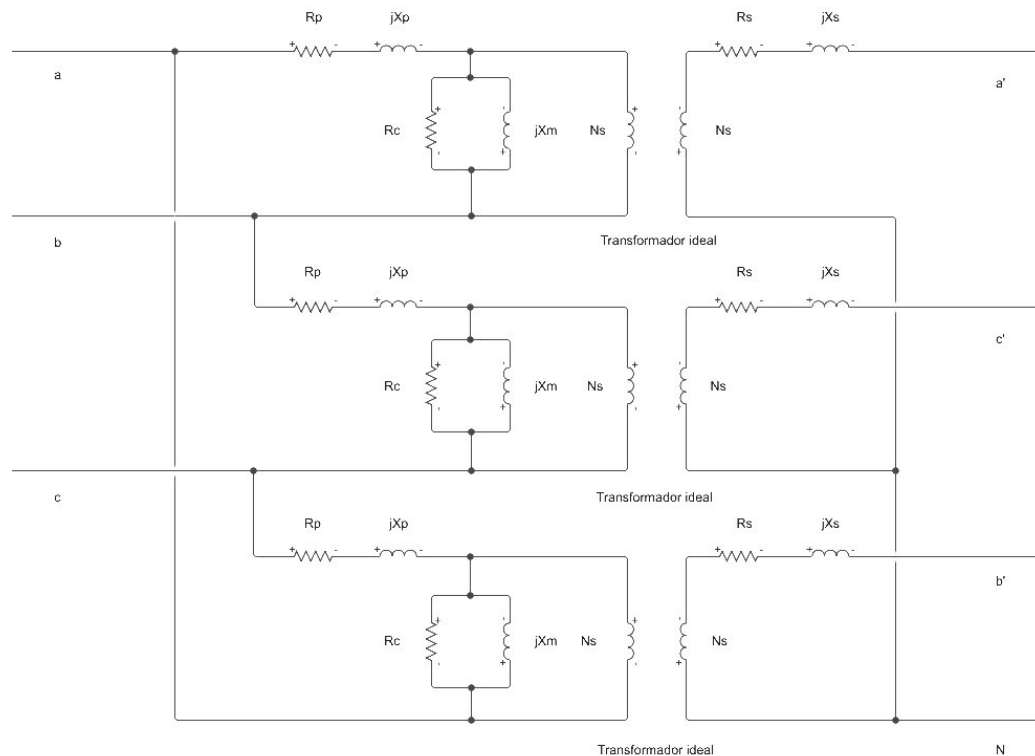


Fig. 3.13: Circuito equivalente conexión Conexión $\Delta - Y$.

Fuente: Elaboración propia.

- R_p y R_s representan las pérdidas por calentamiento o efecto Joule, mientras que X_p y X_s representan los flujos de dispersión en los enrollados de primario y secundario.
- R_c representa las pérdidas en el núcleo y X_m el flujo de magnetización confinado en el núcleo.

Nota: Para el cálculo de parámetros, se considera que el transformador es simétrico en construcción, luego es posible realizar el análisis para una fase y replicar los resultados a las restantes.

3.5.3 Parámetros de los enrollados

Para el cálculo de parámetros asociados a los enrollados, se debe analizar el comportamiento del transformador en condición de cortocircuito. la representación circuital corresponde a la figura 3.14 a), refiriendo el circuito equivalente al lado primario se obtiene la figura 3.14 b), en donde la rama del núcleo representa un camino de alta impedancia, por lo que se puede realizar la simplificación de la figura 3.14 c).

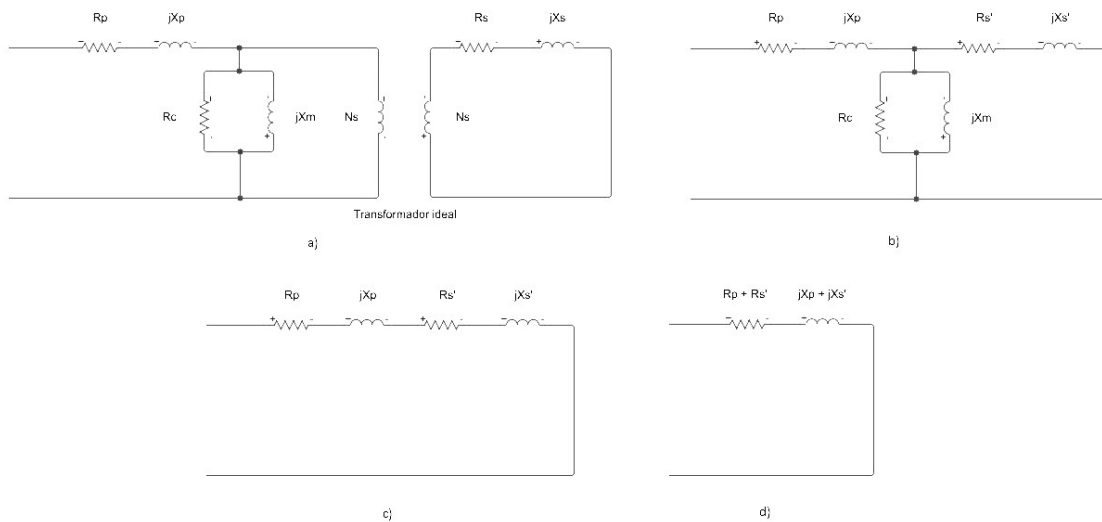


Fig. 3.14: Condición de cortocircuito.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 3.14 d) se tiene el efecto combinado de las pérdidas por calentamiento y flujo de dispersión de los enrollados de primario y secundario, correspondientes a la impedancia de cortocircuito.

De acuerdo con la sección I.2 del anexo I, se tienen valores de potencia activa en condición de cortocircuito, esta corresponde a la disipada en las resistencias de la figura 3.14 d) cuando la corriente es nominal según la ecuación 3.12 (prueba de cortocircuito).

$$I_{nom} = I_{cc} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \quad (3.12)$$

S_{nom} : Potencia nominal transformador [kVA].

V_{nom} : Voltaje nominal en el primario [V].

I_{nom} : Corriente nominal en el primario [A]. I_{cc} : Corriente ensayo de cortocircuito [A].

A partir de las ecuaciones 3.13 y 3.14, es posible calcular la resistencia y reactancia total de la figura 3.16 d).

$$R_p + R'_s = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2} \quad (3.13)$$

$$\frac{X_p + X'_s}{R_p + R'_s} = a \quad (3.14)$$

R_p, R'_s : Pérdidas por calentamiento en primario y secundario (referido al lado primario)

X_p, X'_s : Flujo de dispersión en primario y secundario (referido al lado primario)

a : Razón X/R.

De figura 3.14 se tienen valores de razones X/R típicas de acuerdo al estándar IEEE, sin embargo, para transformadores cuyas potencias no se encuentran directamente en la figura 3.14, ver la proyección en el anexo I, figura I.1 y tabla I.1.

Table 1—Impedance Data for Three-Phase Transformers With Primaries of Up to 15 000 V and Secondaries of 600 V or Less

kVA	Suggested X/R Ratio for Calculation	Normal Range of Percent Impedance (see notes)
112.5	3.0	1.6 – <u>2 Min</u> – 6.2
150.0	3.5	1.5 – 2 Min – 6.4
225.0	4.0	2.0 – <u>2 Min</u> – 6.6
300.0	4.5	2.0 – <u>4.5 Min</u> – 6.0
500.0	5.0	2.1 – <u>4.5 Min</u> – 6.1
750.0	6.0	3.2 – <u>5.75</u> – <u>6.75</u> – 6.8
1000.0	7.0	3.2 – <u>5.75</u> – <u>6.75</u> – 8.0
1500.0	7.0	3.5 – <u>5.75</u> – <u>6.75</u> – 6.8
2000.0	8.0	3.5 – <u>5.75</u> – <u>6.75</u> – 6.8
2500.0	9.0	3.5 – <u>5.75</u> – <u>6.75</u> – 6.8

NOTES:

1 — Underlined values are from ANSI C57.12.10-1977 [1], ANSI C57.12.22-1980 [2], and NEMA 210-1976 [10].

2 — Network transformers (with three-position switches) have 5.0%Z for 300–1000 kVA, 7.0% Z for 1500–2500 kVA, (with two-position switches) 4.0% Z for 500–750 kVA. See ANSI C57.12-40-1982 [3].

3 — Three-phase banks with three single-phase transformers may have values as low as 1.2%.

Fig. 3.15: Razón X/R.

Fuente: Estándar 242-1986 - IEEE [21].

A partir de las ecuaciones 3.15 y 3.16, es posible obtener una aproximación de los parámetros R_p, R'_s y X_p, X'_s .

$$R_p = R'_s = \frac{R_p + R'_s}{2} \quad (3.15)$$

$$X_p = X'_s = \frac{X_p + X'_s}{2} \quad (3.16)$$

R_t : Pérdidas por calentamiento en primario y secundario (total)

X_t : Flujo de dispersión en primario y secundario (total)

R_1, R'_2 : Pérdidas por calentamiento en bobina primaria y secundaria respectivamente (referidas al lado primario).

X_1, X'_2 : Flujo de dispersión en bobina primaria y secundaria respectivamente (referidas al lado primario).

Nota: para el cálculo de los parámetros de los enrollados se consideró el circuito referido al lado primario, recordar que la obtención es a través de la prueba de cortocircuito, en donde se somete a corriente nominal el lado primario y se cortocircuita el secundario.

3.5.4 Parámetros del núcleo

Para el cálculo de parámetros asociados al núcleo, se debe analizar el comportamiento del transformador en condición de vacío. En la figura 3.16 a) se muestra la condición de vacío, refiriendo al lado primario se tiene la figura 3.14 b).

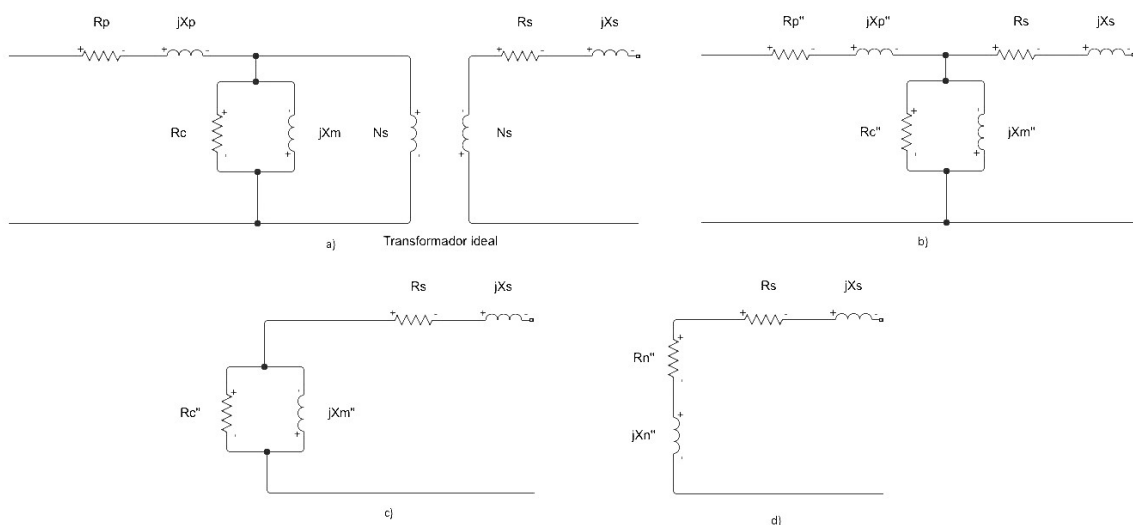


Fig. 3.16: Condición de vacío.

Fuente: Elaboración propia.

La figura 3.16 c) muestra la única trayectoria cerrada posible para el flujo de la corriente al aplicar una tensión en el primario. Finalmente, la figura 3.16 considera un equivalente serie de los parámetros del núcleo.

Del anexo I sección I.2, es posible obtener valores de potencia activa y corriente en condición de vacío. Estos valores son obtenidos al aplicar una tensión nominal en el primario del transformador.

El cálculo de la base propia de corriente se expresa en la ecuación 3.17.

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} \quad (3.17)$$

I_{base} : Base propia de Corriente [A].

V_{base} : Voltaje en el primario (convención) [V].

S_{base} : Potencia aparente del transformador [VA].

Para el cálculo de la corriente en ampere [A] basta con aplicar la ecuación 3.18.

$$I_o [A] = I_o p.u. \cdot I_{base} \quad (3.18)$$

I_{base} : Base propia de corriente.

I_o : Corriente de vacío.

La potencia activa en condición de vacío según el anexo I corresponde a la disipada por las resistencias R_p y R_n de acuerdo con figura 3.16 d). La resistencia R_n es calculada mediante la ecuación 3.19.

$$R_n'' = \frac{P_o}{I_o'^2} - R_s \quad (3.19)$$

R_n'' : Equivalente serie de R_c [Ω] referido al lado secundario.

P_o : Potencia de vacío [W].

I_o' : Corriente de vacío [A].

Utilizando la potencia aparente y reactiva en vacío (ecuaciones 3.20 y 3.22 respectivamente) y el factor de potencia (ecuación 3.21), es posible calcular la reactancia X_n mediante la ecuación

3.23.

$$|S_o| = |V_{nom}| \cdot |I_o| \quad (3.20)$$

$$\cos(\phi)_o = \frac{|P_o|}{|S_o|} \quad (3.21)$$

$$|Q_o| = |S_o| \cdot \sin(\phi) \quad (3.22)$$

$$X_n'' = \frac{Q_o}{I_o^2} - X_s \quad (3.23)$$

S_o : Potencia aparente en vacío [VA].

V_{nom} : Voltaje nominal [V].

$\cos(\phi)_o$: Factor de potencia en vacío.

Q_o : Potencia reactiva en vacío [VAr].

I_o : Corriente en vacío [A].

X_n'' : Equivalente serie de X_m [Ω].

X_s : reactancia de secundario referido a secundario [Ω].

Finalmente, utilizando las ecuaciones 3.24 y 3.25, es posible volver al equivalente paralelo del núcleo representado por la figura 3.16 c).

$$R_c = \frac{X_n^2 + R_n^2}{R_n} \quad (3.24)$$

$$X_m = \frac{X_n^2 + R_n^2}{X_n} \quad (3.25)$$

Nota: para el cálculo de los parámetros del núcleo se consideró el circuito referido al lado secundario

3.5.5 Resultados

Aplicando el procedimiento de cálculo de parámetros descrito anteriormente a los transformadores de 45, 75 y 150 kVA seleccionados, se obtienen los resultados de la tabla 3.2.

Potencia [kVA]	R_p [Ω]	X_p [Ω]	R_s [Ω]	X_s [Ω]	R_c [Ω]	X_m [Ω]
45	0,04624	0,12485	0,04624	0,12485	357,1376	144,99627
75	0,02011	0,05832	0,02011	0,05832	309,9175	91,7205
150	0,00747	0,02615	0,00747	0,02615	233,3649	52,1809

Tabla 3.2: Parámetros de transformadores seleccionados.

Nota: Las impedancias de primario y núcleo se encuentran referidas al primario, mientras que la impedancia de secundario se encuentra referida al secundario.

3.6 Comentarios y conclusiones

Para cuantificar las pérdidas es necesario aproximar la corriente promedio, pues en el caso de utilizar la corriente máxima se estaría trabajando sobre un caso crítico (peor caso), que no entrega información útil para el análisis.

El método ARIMA utilizado como indica el autor en [7], presenta buenos resultados de predicción, mostrando un error MAPE del 6.5% y 8.77% para una predicción con horizonte diario y semanal respectivamente.

El circuito equivalente del transformador trifásico, permite representar los fenómenos asociados a la operación de un transformador, haciendo posible el cálculo de la potencia disipada en el núcleo y los enrollados.

4. Cálculo de pérdidas

4.1 Introducción

Toda máquina eléctrica real involucra pérdidas técnicas asociadas a su operación, para el caso de un transformador de distribución, estas corresponden a la diferencia entre la energía que viene desde media tensión y la que llega a baja tensión. Existen diferentes formas de cuantificarlas, por ejemplo, instalar un medidor en el lado de media y baja tensión y realizar una diferencia entre las cantidades medidas por los equipos, o bien, utilizar el circuito equivalente del transformador trifásico, y analizar detalladamente la energía disipada en las representaciones resistivas a través de la distribución de las corrientes interiores.

4.2 Pérdidas históricas

De la figura 4.1, las corrientes $I_{a'}$, $I_{b'}$, $I_{c'}$ corresponden a las corrientes ponderadas por fase (aproximación de la corriente promedio) del capítulo 3.3. Las tensiones $V_{a'n}$, $V_{b'n}$, $V_{c'n}$ corresponden a las tensiones fase - neutro promedio censadas directamente por el equipo de medición.

4.2.1 Pérdidas activas en bobinado secundario

De la figura 4.1, se observa que la corriente que fluye por la resistencia R_s es directamente la corriente promedio, puesto que la conexión en el secundario es del tipo estrella. Las pérdidas activas de la bobina secundaria se calculan mediante la ecuación 4.1.

$$Perd_s = R_s \cdot I_{a'}^2 + R_s \cdot I_{b'}^2 + R_s \cdot I_{c'}^2 \quad (4.1)$$

R_s : Resistencia en secundario [Ω].

$I_{a'}, I_{b'}, I_{c'}$: Corriente ponderada en la fase a', b', c' [A].

$Perd_s$: Pérdidas activas en bobinado secundario [W].

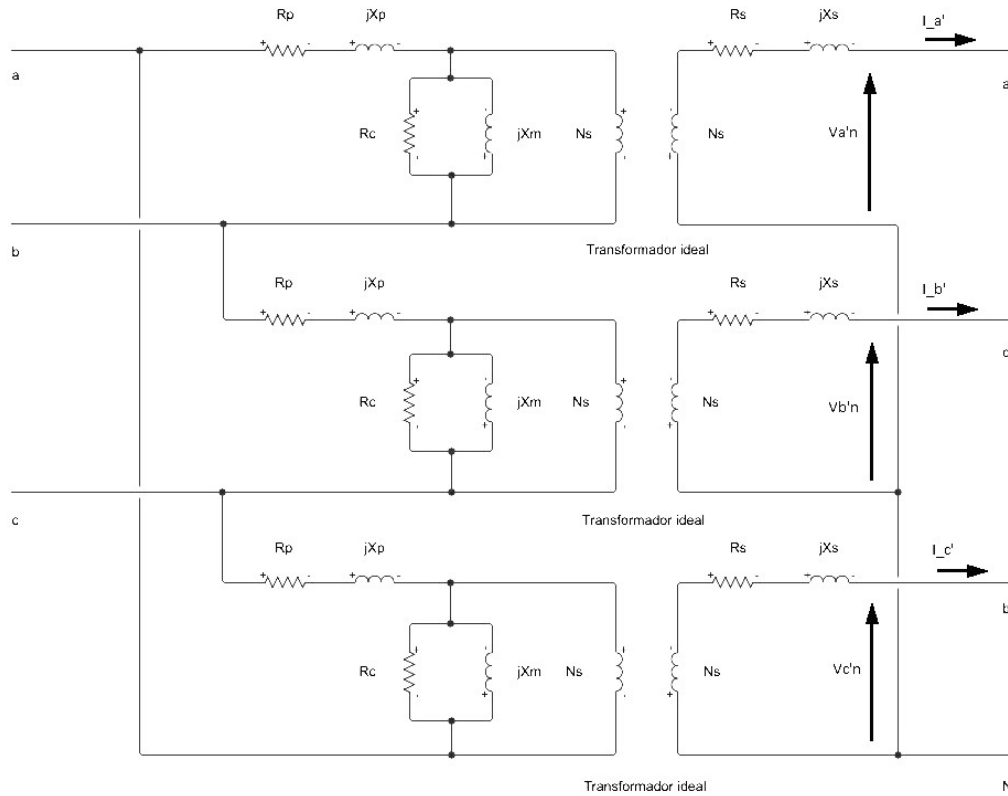


Fig. 4.1: Circuito equivalente conexión Conexión $\Delta - Y$.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Pérdidas activas en el núcleo

En el secundario de la figura 4.1 se tiene el voltaje fase - neutro censado directamente por el equipo de medición. Considerando la caída de tensión del bobinado secundario, se puede calcular la tensión en el primario justo antes del transformador ideal, a través de la ecuación 4.2.

$$V_{a_{Np}} = (V_{a'n} + |Z_s| \cdot I_{a'}) \cdot \frac{V_{prim}}{V_{sec}} \quad (4.2)$$

$I_{a'}$: Corriente ponderada en la fase a' [A] referida al lado secundario.

$V_{a_{Np}}$: Tensión justo después del transformador ideal en el lado primario [V].

Z_s : Impedancia de la bobina secundaria en $[\Omega]$, considerando R_s y X_s .

V_{prim} : Voltaje en el primario del transformador [V].

V_{sec} : Voltaje en el secundario del transformador [V].

La resistencia R_c y reactancia X_m del núcleo están sometidas al voltaje $V_{a_{Np}}$ calculado por

la ecuación 4.2, luego es posible calcular la corriente total que fluye por el núcleo (ecuación 4.4), y en particular, la corriente por la resistencia R_c (ecuación 4.3).

$$Ia_{R_c} = \frac{Va_{Np}}{R_c} \quad (4.3)$$

$$Ia_{núcleo} = Ia_{R_c} + \frac{Va_{Np}}{X_m} \quad (4.4)$$

Ia_{R_c} : Corriente en la resistencia R_c para la fase a [A].

Va_{Np} : Tensión justo después del transformador ideal en el lado primario [V].

R_c : Resistencia del núcleo [Ω].

X_c : Reactancia del núcleo [Ω].

$Ia_{núcleo}$: Corriente total en el núcleo [A].

Nota: El procedimiento para las fases b y c resulta análogo.

Finalmente, las pérdidas en el núcleo se calculan a través de la ecuación 4.5.

$$Perd_{núcleo} = R_c \cdot Ia_{R_c}^2 + R_c \cdot Ib_{R_c}^2 + R_c \cdot Ic_{R_c}^2 \quad (4.5)$$

$Ia_{R_c}, Ib_{R_c}, Ic_{R_c}$: Corriente en la resistencia R_c para la fase a,b,c [A].

R_c : Resistencia del núcleo [Ω]. $Perd_{núcleo}$: Pérdidas totales en el núcleo [W].

4.2.3 Pérdidas activas en bobinado primario

Para el cálculo de las pérdidas activas en la bobina primaria, es necesario calcular la corriente que fluye por la resistencia R_p , utilizando ley de corrientes de Kirchhoff (LCK) se tiene la ecuación 4.6.

$$Ia_{R_p} = Ia_{núcleo} + I_{a'} \cdot \frac{V_{sec}}{V_{prim}} \quad (4.6)$$

Ia_{R_p} : Corriente en la resistencia R_p para la fase a [A].

$I_{a'}$: Corriente ponderada en la fase a' [A] referida al lado secundario.

V_{prim} : Voltaje en el primario del transformador [V].

V_{sec} : Voltaje en el secundario del transformador [V].

Nota: El procedimiento para las fases b y c resulta análogo.

Finalmente, las pérdidas activas en el bobinado secundarios se calculan utilizando la ecuación 4.7.

$$Perd_p = R_p \cdot Ia_{Rp} + R_p \cdot Ib_{Rp} + R_p \cdot Ic_{Rp} \quad (4.7)$$

$Ia_{Rp}, Ib_{Rp}, Ic_{Rp}$: Corriente en la resistencia R_p para la fase a,b,c [A].

$Perd_p$: Pérdidas activas en el bobinado primario [W].

R_p : Resistencia de la bobina primaria [Ω].

Las pérdidas activas totales en el transformador pueden calcularse utilizando la ecuación 4.8.

$$Perd_{totales} = Perd_s + Perd_{núcleo} + Perd_p \quad (4.8)$$

$Perd_s$: Pérdidas activas en bobinado secundario [W].

$Perd_p$: Pérdidas activas en el bobinado primario [W].

$Perd_{núcleo}$: Pérdidas totales en el núcleo [W].

$Perd_{totales}$: Pérdidas totales [W].

La figura 4.2 muestra un extracto de las pérdidas activas por fase y totales para una semana de observaciones, calculadas con la metodología descrita en el presente capítulo.

De la figura 4.2, se observa que las pérdidas en el cobre de los enrollados representan la mayor fuente de pérdidas activas, estas exhiben una variación fuertemente dependiente de la corriente ponderada. Para el caso de las pérdidas activas en el núcleo, estas se mantienen relativamente constantes, y las pequeñas fluctuaciones se deben a causa de la caída de tensión en la impedancia de bobinado secundario, la cual varía en función de la corriente ponderada.

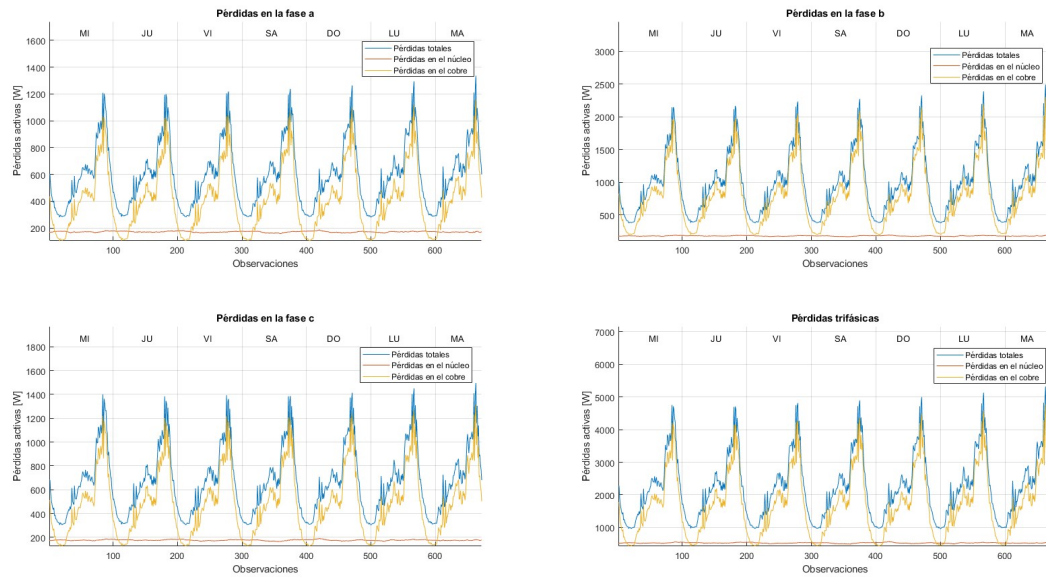


Fig. 4.2: Pérdidas semanales.

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Estimación de pérdidas

Para estimar las pérdidas, el procedimiento es análogo al descrito en la sección 4.2, sin embargo, la corriente ponderada corresponde a la estimada a través del método ARIMA.

De acuerdo con la figura 4.3, la diferencia entre las pérdidas activas totales calculadas con la tensión censada y una tensión fija es menor al 4.2%, en particular, cuando esta es considerada fija e igual a 220V la diferencia es del 2%. De acuerdo con lo anterior, se considerará un voltaje fijo e igual a 220V para la estimación de las pérdidas.

Las figuras 4.4 y 4.5, muestran una predicción de pérdidas de carácter diaria y semanal respectivamente. La predicción utiliza la corriente ponderada estimada en el capítulo 3.4, por lo que es posible aumentar el horizonte de predicción para obtener una estimación de pérdidas de carácter mensual, considerando que a medida que se es más ambicioso con el horizonte de predicción, el error es propagado.

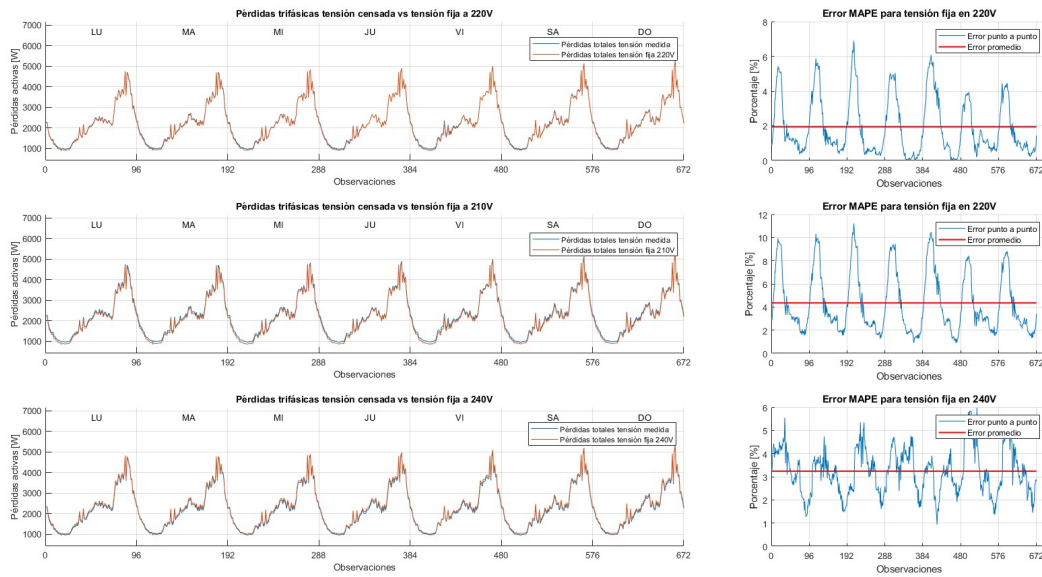


Fig. 4.3: Análisis de sensibilidad de las pérdidas respecto de una tensión fija.

Fuente: Elaboración propia.

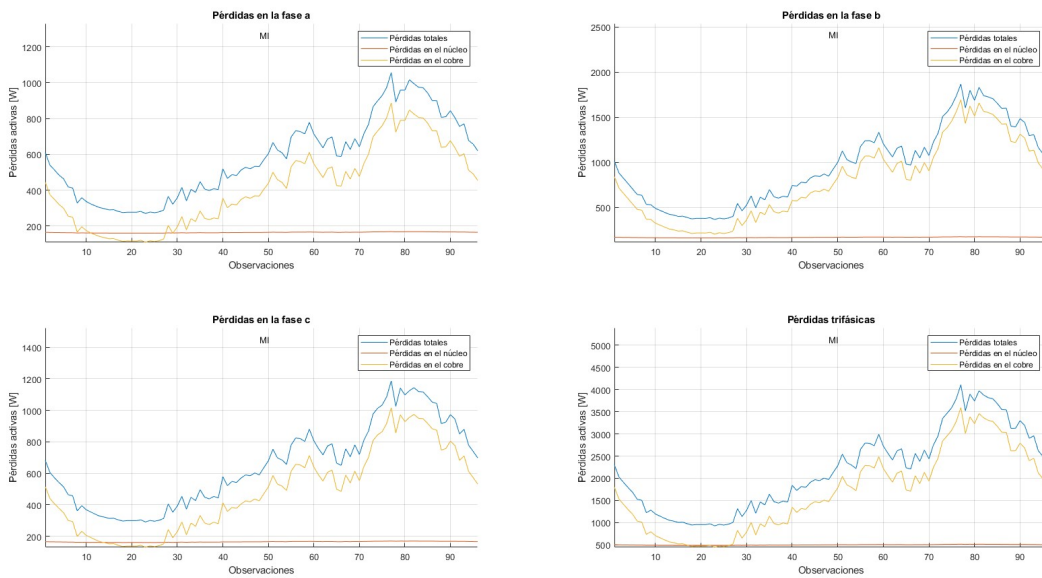


Fig. 4.4: Predicción de pérdidas diarias.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 4.4, se observa que la predicción de pérdidas en el cobre permanece por sobre las pérdidas en el núcleo aún durante la noche, esto muestra que para el caso particular del transformador de análisis, existe una carga conectada permanentemente durante la noche.

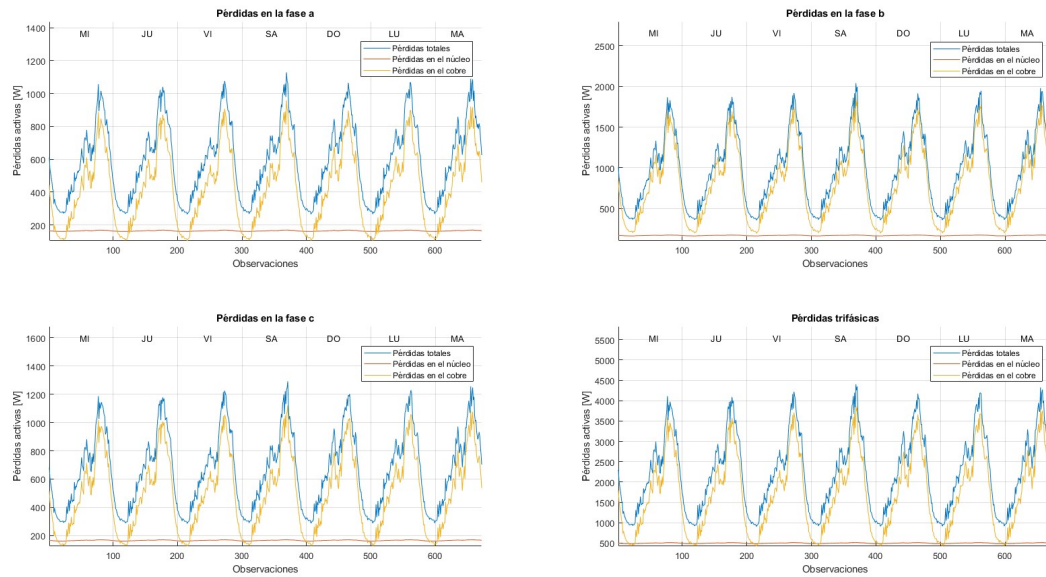


Fig. 4.5: Predicción de pérdidas semanales.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 4.5, se observa que no existe un cambio en la forma de las pérdidas para el día sábado y domingo, puesto que el modelo no considera un tratamiento especial para estos, por lo que es esperable que el error en la predicción de las pérdidas para estos días sea mayor.

Para cuantificar las pérdidas, en las tablas 4.1 y 4.2 se tiene la energía asociada al área bajo la curva de la predicción de pérdidas totales para el caso diario y semanal de las figuras 4.4 y 4.5 respectivamente.

Ítem	Pérdidas en el cobre [kWh]	[%]	Pérdidas en el núcleo [kWh]	[%]	Pérdidas totales [kWh]	[%]
Fase a	9,93	71,54	3,95	28,45	13,88	100
Fase b	18,91	82,43	4,03	17,56	22,95	100
Fase c	11,65	74,59	3,96	25,40	15,62	100
Totales	40,51	77,21	11,954	22,78	52,46	100

Tabla 4.1: Pérdidas diarias transformador 75 [kVA].

Ítem	Pérdidas en el cobre [kWh]	[%]	Pérdidas en el núcleo [kWh]	[%]	Pérdidas totales [kWh]	[%]
Fase a	71,01	71,95	27,68	28,04	98,69	100
Fase b	134,83	82,68	28,24	17,31	163,07	100
Fase c	83,30	74,97	27,80	25,02	111,105	100
Totales	289,14	77,55	83,72	22,45	372,87	100

Tabla 4.2: Pérdidas semanales transformador 75 [kVA].

De las tablas 4.1 y 4.2, notamos que las pérdidas en kWh del núcleo son inferiores a las pérdidas en el cobre con una proporción cercana al 23% y 77% respectivamente. Este resultado

no es usual en los transformadores de grupo SAESA, pues predominan los clientes rurales, por lo que generalmente las pérdidas en el núcleo poseen una mayor proporción (cercana al 60% de acuerdo con las simulaciones de la distribuidora), bajo la consideración de que las pérdidas en el núcleo son relativamente constantes, en particular, durante la noche donde la demanda es menor, el "efecto noche" hace que el área bajo la curva de pérdidas en el núcleo durante la noche sea mayor al área bajo la curva de pérdidas en el cobre, estas últimas dependientes de la demanda.

De acuerdo con lo anterior, resulta interesante verificar la condición de operación del transformador, para esto, en la figura 4.6, se muestra la curva de potencia del transformador para una semana.

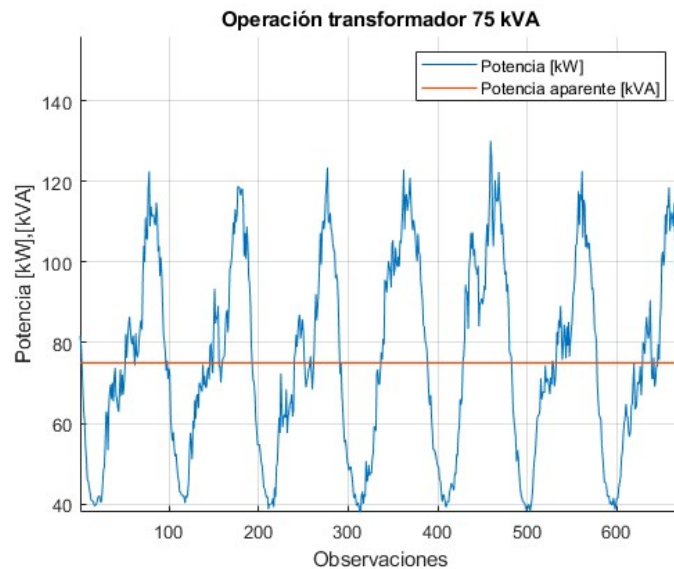


Fig. 4.6: Condición de operación transformador 75 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 4.6, se observa claramente que el transformador se encuentra operando bajo una condición de sobrecarga de forma periódica, pues la línea constante en color rojo representa la potencia aparente del transformador, la cual es sobrepasada por la curva de potencia activa en color azul. Esto se puede observar de forma más clara en la figura 4.7, donde se ve que el transformador opera aproximadamente un 48% del tiempo en condición de sobrecarga considerando un factor de potencia unitario.

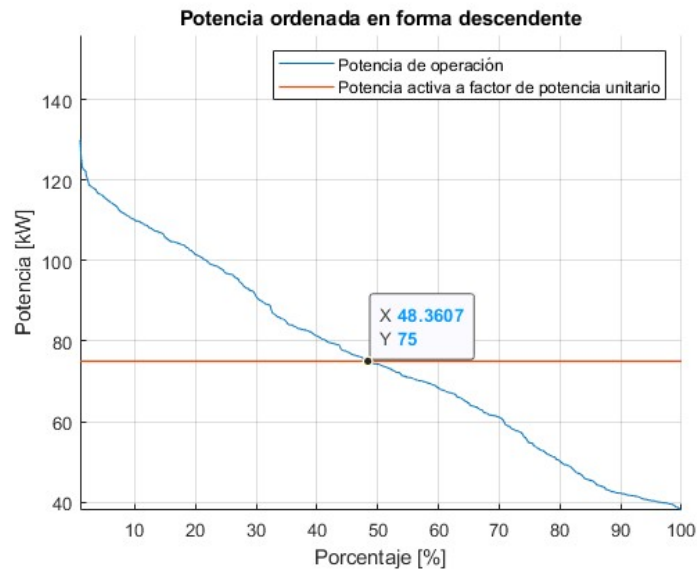


Fig. 4.7: Condición de operación transformador 75 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: a factor de potencia unitario se tiene el menor porcentaje de tiempo posible en condición de sobrecarga, ya que, considerando un factor de potencia distinto al unitario, la recta en color rojo estaría más abajo y por lo tanto, la intersección más a la derecha con un mayor porcentaje de tiempo en condición de sobrecarga.

Nota: el transformador de 75 kVA que opera con sobrecarga corresponde a un caso particular de los transformadores del estudio, pues solo el 5% de los transformadores con registros presentaba sobrecarga, siendo el caso estudiado el más severo.

Para realizar un contraste, en la figura 4.9 se muestran las pérdidas asociadas a un transformador de iguales características, que no opera en condición de sobre carga de acuerdo con la figura 4.8, en donde se observa que efectivamente la curva de pérdidas en el núcleo (aproximadamente constante) durante la noche, cuando la demanda es baja se encuentra por sobre la curva de pérdidas en el cobre para las fases a, b y c, ídem para el caso trifásico.

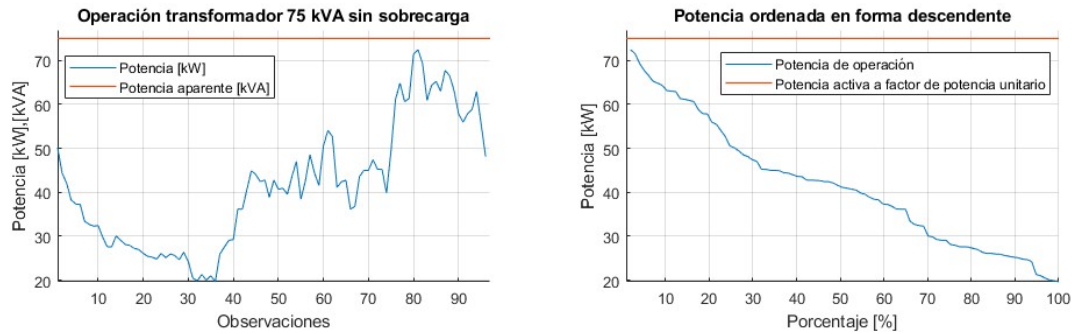


Fig. 4.8: Operación transformador de 75 kVA sin sobrecarga.

Fuente: Elaboración propia.

En adelante se referirá como transformador A al transformador de 75 kVA del estudio que opera con sobrecarga, y como transformador B al transformador sin sobrecarga de iguales características. La información de operación de estos transformadores se muestra en la tabla 4.3.

Transformador	Porcentaje de carga	Factor de carga
A	113.69%	0.51
B	59.67%	0.41

Tabla 4.3: Operación de los transformadores A y B.

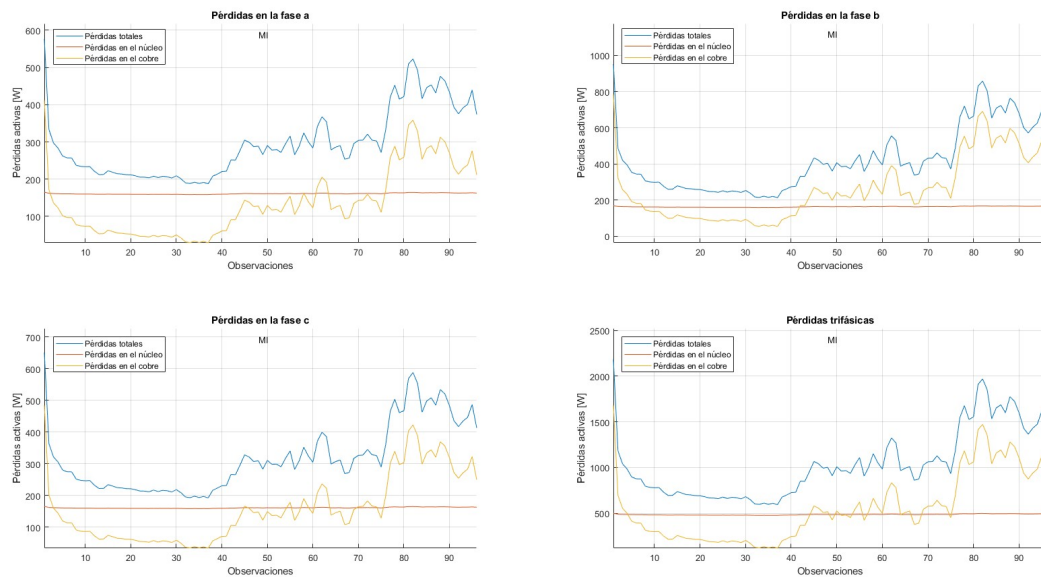


Fig. 4.9: Pérdidas transformador B.

Fuente: Elaboración propia.

Para cuantificar el análisis diario de pérdidas del transformador B, se tiene la tabla 4.4, la cual muestra que las pérdidas en el núcleo poseen incluso una mayor proporción que las pérdidas en el cobre en las fases a y c.

Ítem	Pérdidas en el cobre [kWh]	[%]	Pérdidas en el núcleo [kWh]	[%]	Pérdidas totales [kWh]	[%]
Fase a	3,24	45,65	3,86	54,34	7,10	100
Fase b	6,15	61,17	3,90	38,82	10,05	100
Fase c	3,80	49,57	3,87	50,42	7,67	100
Totales	13,20	53,15	11,63	46,84	24,83	100

Tabla 4.4: Pérdidas diarias transformador B.

4.4 Comentarios y conclusiones

La distribución de las corrientes dentro del circuito equivalente del transformador trifásico, a partir de las mediciones efectuadas por los equipos de medición, permite realizar un detallado análisis de las pérdidas activas que se disipan internamente en los bobinados y el núcleo del transformador.

Una vez es elaborado el algoritmo que permite calcular las pérdidas, se puede ver al modelo como una función, en donde se ingresan las variables de entrada y se obtiene una predicción de pérdidas. Si estas entradas obedecen un orden temporal, entonces se obtendrá la evolución de las pérdidas en el intervalo de tiempo deseado. En el caso particular de que las entradas sean predicciones, se obtendrá una predicción de las pérdidas.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se identificó un transformador (A) que opera en condición de sobrecarga el 48% del tiempo haciendo que las pérdidas en el cobre aumenten significativamente respecto de un transformador B de iguales características que no opera bajo esta condición de operación.

5. Desarrollo de la plataforma

5.1 Introducción

Conforme se avanza en la automatización y medición inteligente se originan enormes cantidades de datos, los cuales deben ser procesados y analizados para poder tomar decisiones con sustento. Las alternativas Business Intelligence y en particular Power BI, permiten el procesamiento de grandes volúmenes de datos, los cuales pueden ser extraídos de diferentes orígenes, permitiendo la elaboración de Dashboards interactivos para la visualización de la información.

5.2 Alternativas Business Intelligence

Para el desarrollo de la plataforma se dispone de múltiples alternativas Business Intelligence, las cuales permiten el análisis de grandes cantidades de datos a través de dashboards interactivos. Dentro de los softwares disponibles en el mercado encontramos a Microsoft Power BI, Tableau y Qlik, las cuales ofrecen componentes gratuitos y de pago dependiendo de los requerimientos [22] [23] [24] [2].

En la figura 5.1 se tienen los resultados publicados por la firma de consultoría TI Gartner, en donde se muestra una comparativa de los diferentes softwares de análisis de datos, en relación a su grado de innovación y desarrollo [25].



Fig. 5.1: Cuadrante mágico de Gartner para el año 2021.

Fuente: Gartner, [25].

De la figura 5.1 se tiene a Microsoft Power BI como el líder actual, manteniendo la primera posición por 14 años consecutivos.

La gran limitante de las versiones gratuitas, es que no es posible compartir los dashboards desarrollados, sin embargo, actualmente SAESA genera reportes de diferentes áreas utilizando Power BI, compartiéndolos a través del SharePoint de la organización, evadiendo esta limitante.

Nota: Los precios de las distintas componentes que ofrecen Power BI, Tableau y Qlik se encuentran en el anexo D.

En consideración de lo anterior, y la disponibilidad de cursos e información, se decide utilizar Power BI. La metodología utilizada en el desarrollo de la plataforma toma como base la descrita en [26].

5.3 Resumen del flujo de datos

El flujo de los datos desde la base de datos hasta la plataforma se ilustra en la figura 5.2. En general, se tienen los siguientes pasos:

1. Usar parte de la data histórica almacenada en la base de datos, la cual será ingresada a una plantilla excel que actuará como entrada para los cálculos en Matlab.
2. Utilizar Matlab como motor de cálculo para la predicción de las corrientes por fase y posteriormente pérdidas activas. Dichos resultados serán exportados nuevamente a la plantilla excel.
3. Conectar la plantilla excel a de Microsoft Power BI y desarrollar una plataforma interactiva para la visualización de la información.

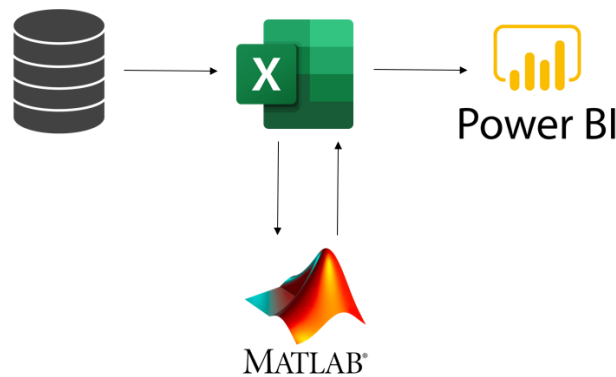


Fig. 5.2: Planteamiento para el desarrollo del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

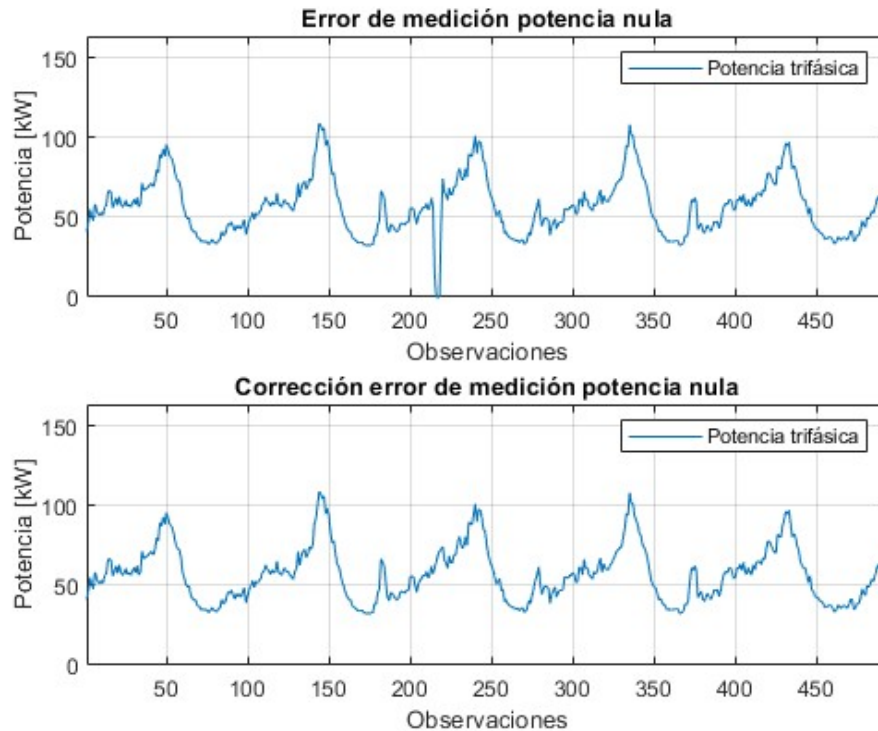


Fig. 5.4: Error de medición (potencia nula).

Fuente: Elaboración propia.

error, ya que no obedece la tendencia y se presenta en forma puntual. La corrección considera un promedio entre las vecindades de la medición, en consecuencia de aquello, se observa que el error es suprimido.

5.5 Modelado de datos

A partir de los datos obtenidos, es posible calcular variables de interés que no son censadas directamente, tales como las potencias activa y reactiva, factor de potencia trifásico, corrientes ponderadas por fase, etc. como se muestra en la figura 5.5.

5.6 Visualización de datos

En la figura 5.6 se tiene el primer Dashboard de la plataforma, en donde se entrega información acerca de la condición de operación histórica del transformador, en cuanto a factor de potencia, rendimiento y evolución de las pérdidas activas, junto con un balance total entre media y baja tensión.

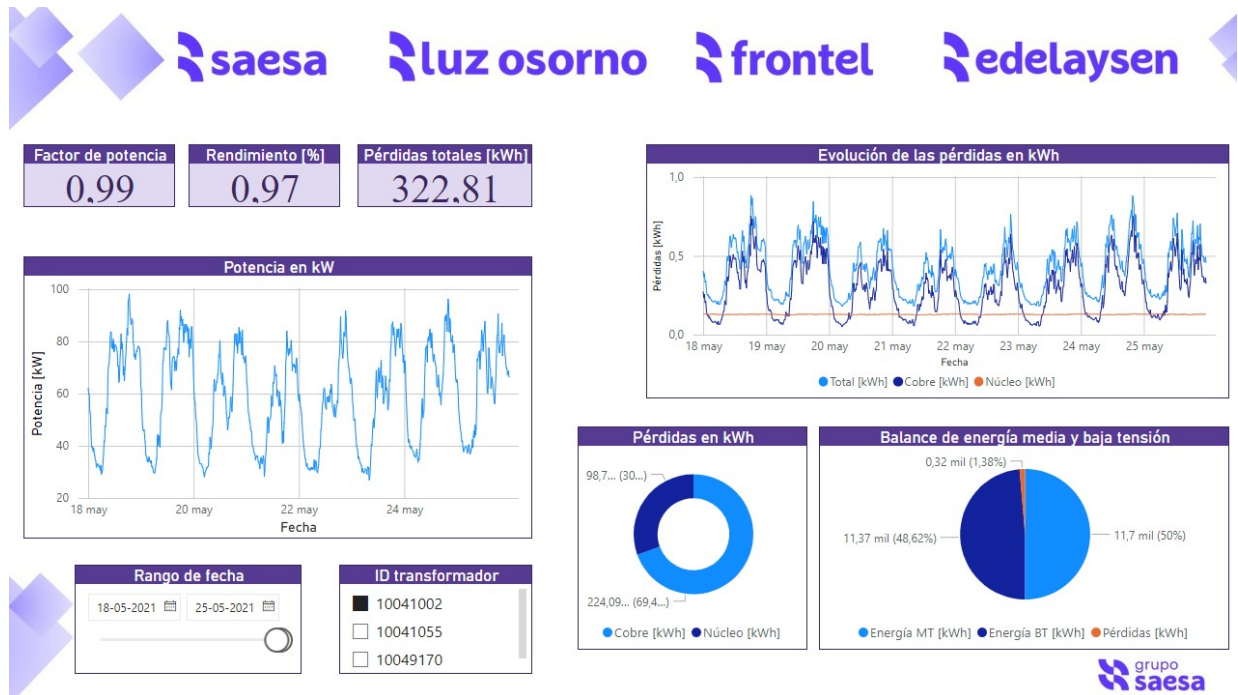


Fig. 5.6: Visualización de la data histórica.

Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 5.7 y 5.8, se muestra el comportamiento de las tensiones y corrientes de fase y línea en el lado primario y secundario del transformador respectivamente, en donde el último punto corresponde al medido en tiempo real, en el momento en que la data es descargada desde base de datos (recordar alcances y limitaciones del trabajo).

Nota: los valores de tensiones y corrientes de fase y línea en el lado primario, corresponden a estimaciones a partir de las mediciones en el secundario y el circuito equivalente del transformador. La corriente en el secundario corresponde a la corriente ponderada, la cual es una estimación de la corriente promedio de acuerdo con el capítulo 3.3.

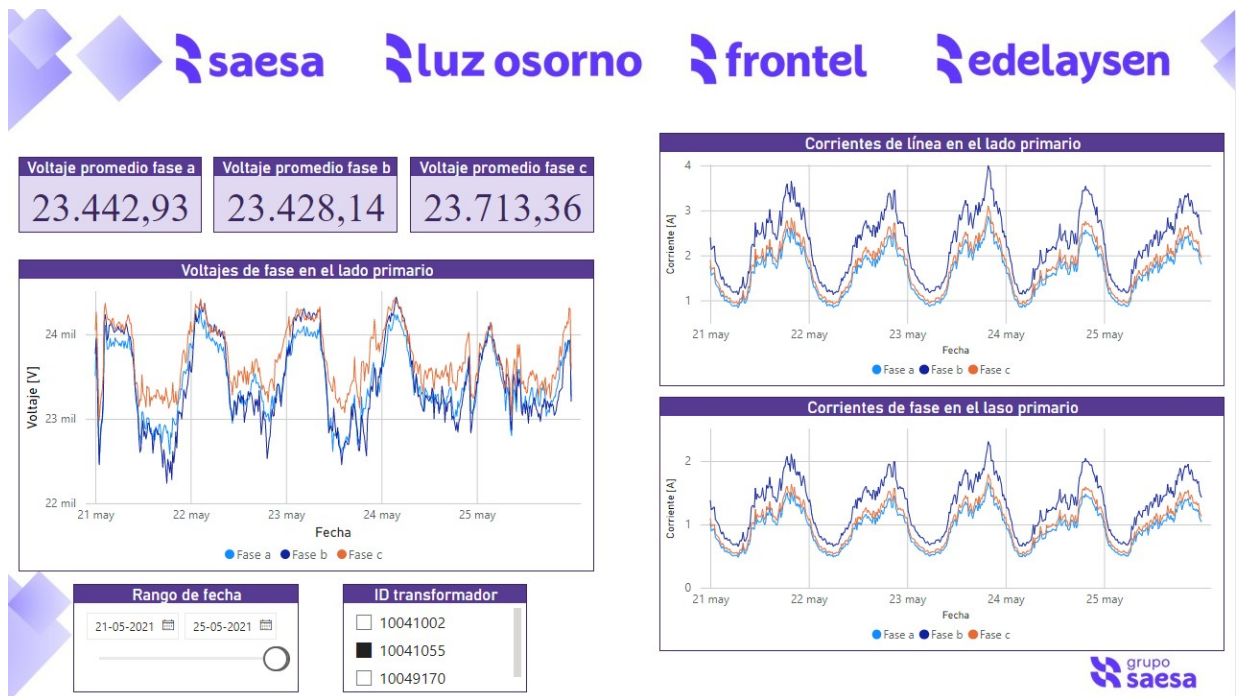


Fig. 5.7: Voltajes y corrientes en el lado primario.

Fuente: Elaboración propia.

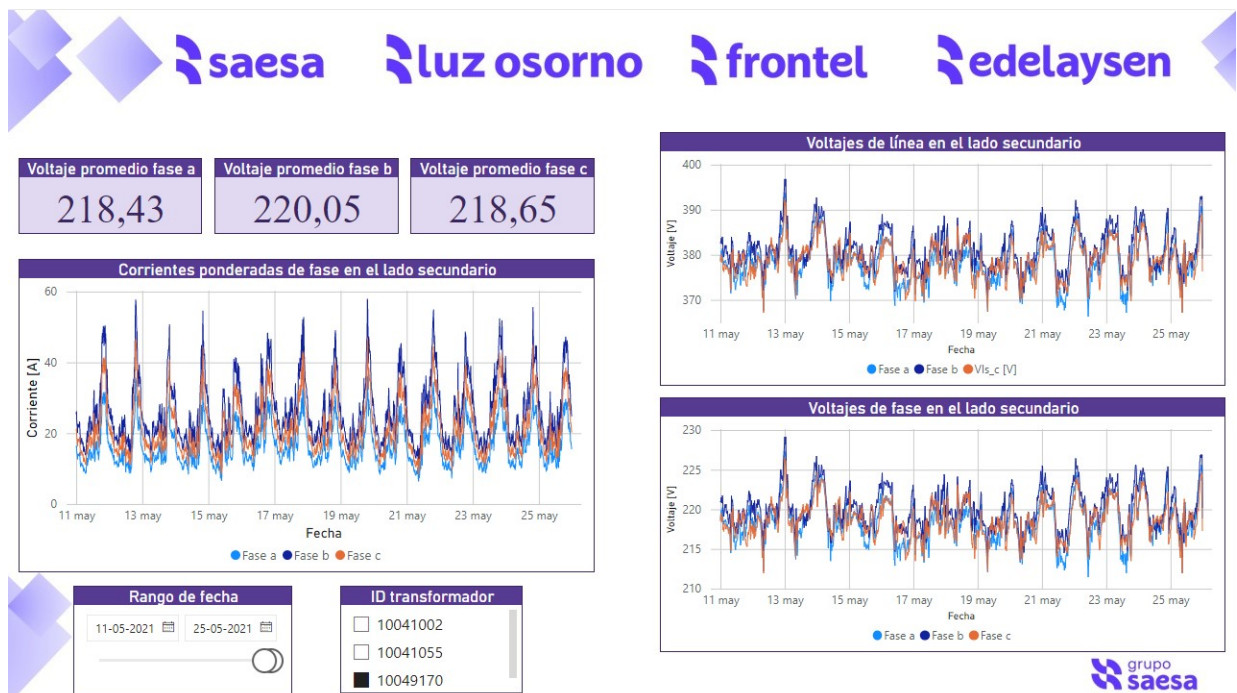


Fig. 5.8: Voltajes y corrientes en el lado secundario.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en la figura 5.9, se tiene un Dashboard para estimación de pérdidas, en donde se muestra para el transformador, y periodo de tiempo seleccionado, la evolución horaria de las pérdidas activas, indicando el balance entre pérdidas totales, pérdidas en el cobre y pérdidas en el núcleo.

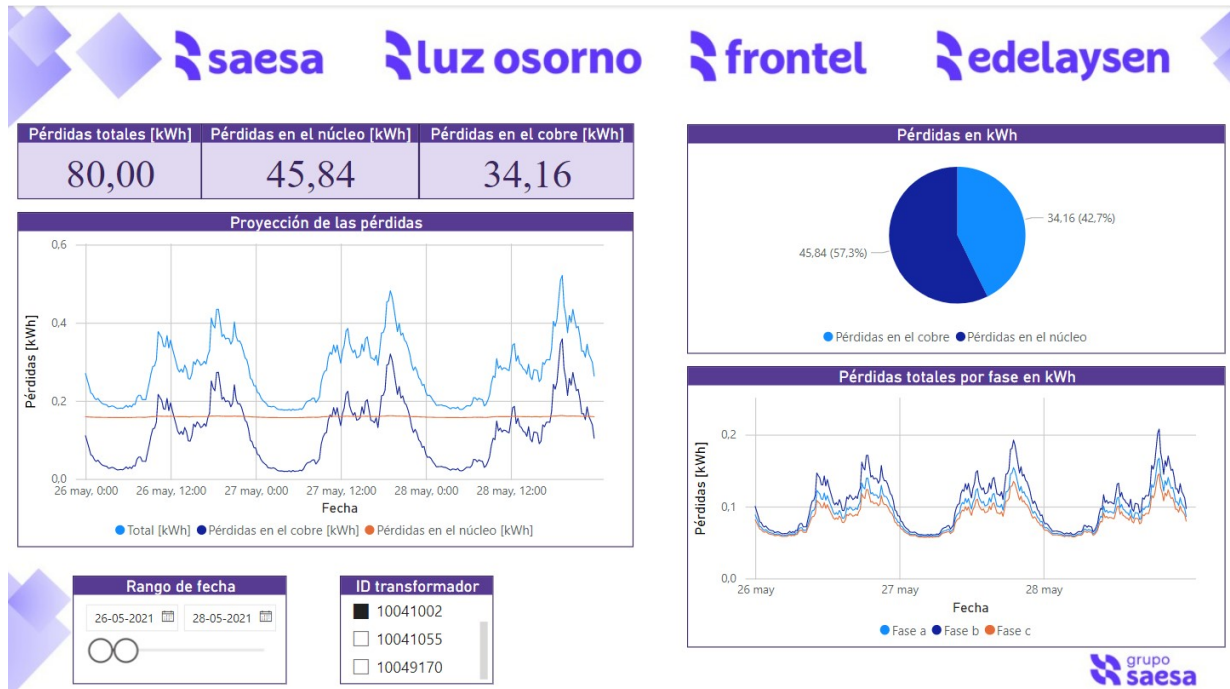


Fig. 5.9: Proyección de pérdidas activas.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: En todos los Dashboards de la plataforma se encontrarán filtros de rango de fecha e ID de transformador, para poder restringir el periodo de análisis y seleccionar el transformador de interés respectivamente.

5.7 Comentarios y conclusiones

De la plataforma desarrollada es posible identificar la condición de operación histórica de los transformadores, variables de primario, secundario y pérdidas asociadas a la operación. Sin embargo, también se entrega información de los clientes conectados en relación a su comportamiento de demanda.

6. Análisis técnico - económico

6.1 Introducción

La operación de un transformador de distribución en condición de sobrecarga compromete la vida útil de la máquina, pues se le somete a una corriente superior a la nominal, sobrepasando las temperaturas para las cuales fue diseñado, produciendo un envejecimiento térmico. Esta condición supone un aumento considerable en las pérdidas de los enrollados, pues al aumentar la corriente, la potencia disipada en las bobinas aumenta.

6.2 Operación en sobrecarga

A continuación, se analizarán en forma mensual los casos del transformador de 75 kVA operando bajo condición de sobrecarga (transformador A) y del transformador de iguales características sin sobrecarga (transformador B) del capítulo 4.

En la tabla 6.1 y figura 6.1 se muestra una comparativa entre ambos transformadores, en donde se observa que las pérdidas en el cobre son aproximadamente 3 para el transformador A, mientras que las pérdidas en el núcleo no exhiben una gran variación, ya que estas permanecen prácticamente constantes.

Transformador	Pérdidas en el cobre [kWh]	%	Pérdidas en el núcleo [kWh]	%	Totales [kWh]
A	1.237,14	76,96	370,3	23,04	1.607,44
B	413,51	53,38	361,04	46,62	774,55

Tabla 6.1: Pérdidas mensuales en kWh para transformadores A y B.

Fuente: Elaboración propia

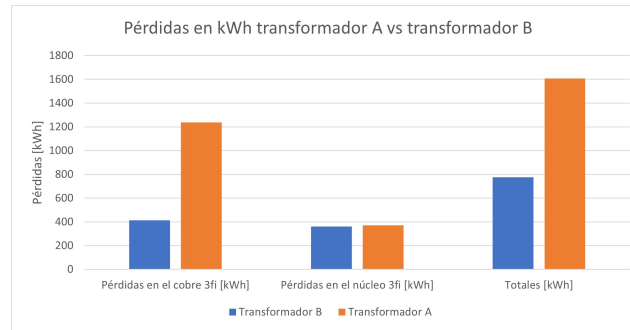


Fig. 6.1: Pérdidas mensuales en kWh.

Fuente: Elaboración propia.

Considerando el costo del kWh a \$65 (valor promedio de compra del kWh), se tienen los resultados de la tabla 6.2 y figuras 6.2 y 6.3, en donde se muestra que la diferencia total en pesos es de \$54.138 correspondiente a un 51,81% adicional, es decir, se pierden \$54.138 mensualmente en el transformador A.

Transformador	Costo pérdidas en el cobre [\$]	%	Costo pérdidas en el núcleo [\$]	%	Costo total [\$]
A	\$ 80.414	76,96	\$ 24.070	23,04	\$ 104.484
B	\$ 26.878	53,38	\$ 23.468	46,62	\$ 50.346

Tabla 6.2: Costo en pesos ante operación en sobrecarga.

Fuente: Elaboración propia.

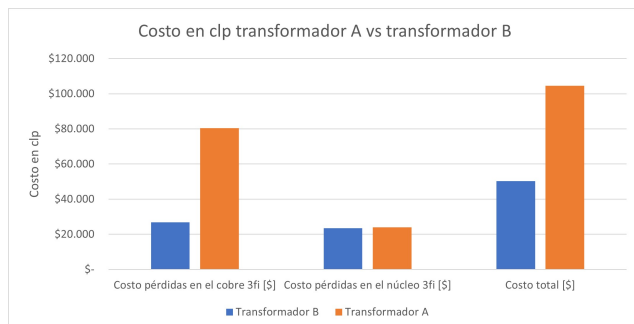


Fig. 6.2: Costo mensual segmentado por pérdidas en núcleo y cobre.

Fuente: Elaboración propia.

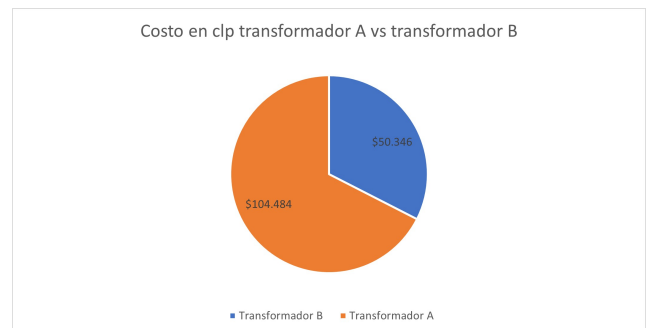


Fig. 6.3: Costo mensual total para los transformadores A y B.

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 6.3, se muestra la energía desde media tensión, es decir, el consumo en baja tensión más las pérdidas del transformador, en donde se puede ver que el rendimiento (η) se ve afectado en un 1% en consecuencia de la sobrecarga.

Transformador	Baja tensión [kWh]	η [%]	Pérdidas [kWh]	%	Media tensión [kWh]
A	53.876,11	97	1.607,44	3	55.483,55
B	31.712,32	98	774,55	2	32.486,87

Tabla 6.3: Balance en media tensión.

Fuente: Elaboración propia.

6.3 Validación de resultados

En la tabla 6.4, se muestran los resultados de un estudio realizado por la compañía de distribución grupo SAESA para transformadores de 75 kVA que operan en condición de sobrecarga. En comparación con la tabla 6.1, se observa que las cantidades obtenidas para el transformador A están en el orden respecto del estudio de la compañía.

Nota: la diferencia que se observa entre las pérdidas en el núcleo es debido a que se consideraron los ensayos de vacío y cortocircuito del anexo I para la determinación de parámetros internos del transformador, y además, se consideró una pequeña variación producto de las caídas de tensión internas en el circuito equivalente, de acuerdo con lo revisado en el capítulo 4 haciendo un análisis más minucioso, mientras que la compañía de distribución utilizó valores fijos bajo la consideración que las pérdidas en el núcleo se mantienen prácticamente constantes.

Potencia [kVA]	Tensión [kV]	Fases	Pérdidas en el cobre [kWh]	Pérdidas en el núcleo [kWh]	Pérdidas totales [kWh]	Energía BT [kWh]
75	13,2	3	890	219	1.109	54.618
75	23	3	858	219	1.077	52.225
75	23	3	1.110	219	1.330	68.853
75	13,2	3	622	219	842	45.6
75	23	3	915	219	1.135	54.763
75	23	3	1.887	219	2.106	77.62

Tabla 6.4: Validación con estudio de grupo SAESA.

Fuente: Elaboración propia.

6.4 Propuesta

En respuesta a los resultados obtenidos en la sección anterior, a continuación se contempla la factibilidad del remplazo del transformador A por uno de 150 kVA, utilizando la misma demanda mensual.

En la tabla 6.5 y figura 6.4 se observa que las pérdidas en el cobre son reducidas en un 62,22%, mientras que las pérdidas en el núcleo aumentan en un 28,41% ya que que aumentan las dimensiones del transformador.

Transformador	Pérdidas en el cobre [kWh]	%	Pérdidas en el núcleo [kWh]	%	Totales [kWh]
A	1.237,14	76,96	370,3	23,03	1.607,45
150 kVA	467,32	49,56	475,52	50,43	942,84

Tabla 6.5: Pérdidas mensuales para transformador A y reemplazo de 150 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

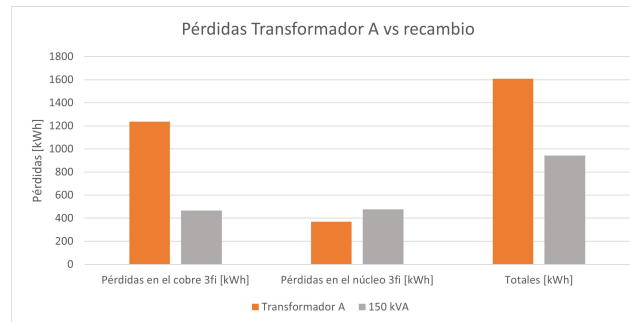


Fig. 6.4: Pérdidas mensuales en kWh.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 6.4, se aprecia que las pérdidas en el cobre son similares a las pérdidas en el núcleo, esto indica que el transformador de 150 kVA estaría operando aproximadamente entre $2/3$ y $3/4$ de su capacidad de acuerdo con [27].

Nota: la evaluación del recambio por un transformador de 100 kVA queda propuesto para un trabajo futuro, pues para este trabajo solo utilizaron registros de transformadores de 45, 75 y 150 kVA.

En la tabla 6.6 y figuras 6.5 y 6.6, se observa que el costo asociado a las pérdidas se reduce en un 41%, ahorrando \$43.200 mensuales, por lo tanto desde un punto de vista económico se producen ahorros considerables a largo plazo, en el orden de \$2.600.000 al cabo de 5 años.

Transformador	Pérdidas en el cobre [\$]	%	Pérdidas en el núcleo [\$]	%	Totales [\$]
A	\$ 80.414	76,96	\$ 24.070	23,03	\$ 104.484
150 kVA	\$ 30.376	49,56	\$ 30.909	50,43	\$ 61.285

Tabla 6.6: Pérdidas mensuales para transformador A y reemplazo de 150 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

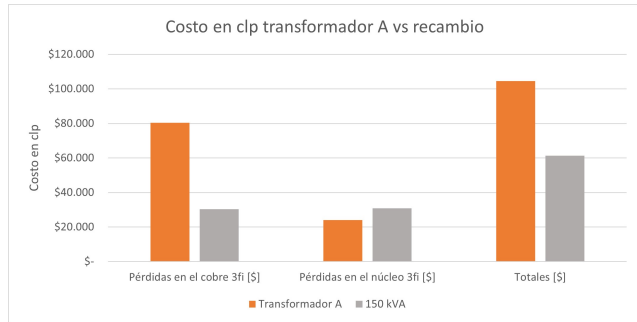


Fig. 6.5: Costo mensual segmentado por pérdidas en núcleo y cobre.

Fuente: Elaboración propia.

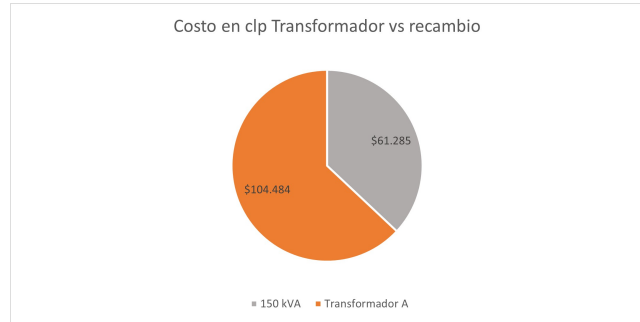


Fig. 6.6: Costo mensual transformador A vs reemplazo.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con [28], el costo de un transformador de 150 kVA es de \$7.460.803, por lo que la inversión se recupera al cabo de 15 años.

En la tabla 6.7 se muestra el balance de energía en media tensión, en donde se aprecia que el rendimiento (η) mejora en un 1% realizando el reemplazo del transformador A por uno de 150 kVA. En consecuencia de estos resultados, junto con los de la tabla 6.5 se concluye que el reemplazo resulta factible técnicamente.

Transformador	Baja tensión [kWh]	η [%]	Pérdidas [kWh]	%	Media tensión [kWh]
A	53.876,11	97	1.607,44	3	55.483,55
150 kVA	53.876,11	98	942,84	2	54.818,95

Tabla 6.7: Balance en media tensión.

Fuente: Elaboración propia.

6.5 Comentarios y conclusiones

De los resultados se tiene que las pérdidas en el cobre del transformador A son aproximadamente 3 veces las pérdidas en el cobre del transformador B de iguales características, mientras que las pérdidas en el núcleo no muestran gran variación al ser independientes de la carga conectada.

Al proyectar las pérdidas adicionales producto de la sobrecarga en el tiempo, se producen costos considerables que ascienden a los \$54.138 mensualmente.

Al aumentar evaluar el reemplazo del transformador en cuestión, los resultados muestran que las pérdidas se reducen en un 41%, mejorando la operación del sistema al aumentar el rendimiento en un 1% y recuperando la inversión al cabo de 15 años.

7. Conclusiones

7.1 Comentarios y recomendaciones

- La data histórica censada por los equipos de medición y posteriormente almacenada en la base de datos contiene errores, puntuales como el caso de las mediciones en potencia nula, y también ausencia de mediciones durante un determinado periodo, estos errores se deben principalmente a fallos en el protocolo de comunicación. Se recomienda mejorar la calidad del sistema y/o implementar métodos para aproximar la información errónea/faltante.
- De acuerdo con los resultados obtenidos, las pérdidas asociadas al núcleo se mantienen prácticamente constantes, mientras que las pérdidas en el cobre son altamente dependientes del comportamiento de la carga, es por esto que típicamente las pérdidas en el núcleo son mayores durante la noche, y las pérdidas en el cobre mayores durante el día.
- De acuerdo con el análisis técnico-económico del capítulo 6, una operación en sobrecarga genera mayores pérdidas en comparación a una operación normal.
- De acuerdo con la propuesta del capítulo 6, se recomienda el reemplazo del transformador de 75 kVA por uno de 150 kVA, debido a que mejora la condición de operación y además la inversión se recupera al cabo de 15 años, y según lo expuesto por el autor en [29], la vida útil es de 25 a 30 años.
- Se recomienda un horizonte de predicción de 1 a 14 días, no es recomendable realizar una predicción semestral/anual, pues la propagación del error es considerable de acuerdo con lo expuesto gráficamente en el anexo F
- El uso de la corriente promedio toma gran relevancia en el cálculo de pérdidas, puesto que muestra como es el comportamiento en el intervalo de medición, y por consiguiente, del comportamiento de las pérdidas. Este no es el caso de la corriente máxima, la cual es censada directamente por los equipos de medición, pero sin embargo, no es representativa del comportamiento de la corriente, por lo que una aproximación de la corriente promedio es clave para el cálculo de las pérdidas.
- Un transformador puede estar operando en condición de sobrecarga en forma periódica

ya que el sistema protecciones actúa principalmente ante un cortocircuito. Esta condición de operación supone mayores pérdidas técnicas en el transformador.

7.2 Conclusiones

De acuerdo con el desarrollo de este trabajo y los resultados obtenidos, se destaca lo siguiente:

- En este trabajo se desarrolló una plataforma que muestra en tiempo real las pérdidas activas en transformadores de distribución, incorporando un reporte de estimación diaria, semanal y mensual para la proyección de pérdidas, segmentado por pérdidas asociadas al cobre y al núcleo dentro del balance total. La plataforma también muestra una visualización histórica de voltajes y corrientes de fase y línea en el lado de baja y media tensión.
- El cálculo de pérdidas realizado a partir del circuito equivalente y la data censada por los equipos de medición, es coherente con los estudios de pérdidas en transformadores realizados por la compañía de distribución, validando los resultados obtenidos.
- El cálculo de pérdidas proyectadas a partir de la metodología ARIMA, obtuvo una buena aproximación, a los valores reales de acuerdo a los resultados del análisis diario y semanal, que mostraron un error MAPE del 6.5% y 8.77% respectivamente, además, las pérdidas en kWh estimadas en forma mensual se encuentran en el orden de las pérdidas mensuales de acuerdo a los estudios de la compañía.
- La predicción de pérdidas anuales o a largo plazo utilizando la metodología ARIMA no es factible, pues al predecir a partir de predicciones anteriores, el error es propagado en forma acumulativa.
- La plataforma permitió identificar una condición de operación en sobrecarga en forma periódica para uno de los transformadores estudiados, posteriormente se evaluó el reemplazo del transformador resultando factible técnica y económicamente.

7.3 Trabajo futuro

- Automatizar el funcionamiento de la plataforma conectando directamente con la base de datos de grupo SAESA.
- Aplicar la metodología ARIMA considerando el análisis particular de cada día de la semana incluyendo festivos.
- Clasificar el total de transformadores que cuentan con sistema de medición en grupos o clousters, de acuerdo con las características técnicas y comportamiento de demanda, con el objetivo de establecer curvas promedio y posteriormente realizar una predicción de pérdidas por grupo de transformadores.
- Realizar campañas de medición en transformadores de la compañía distribuidora para identificar a que grupo o clouster pertenece cada transformador, y así, ampliar la proyección de las pérdidas a transformadores que no cuenten con sistema de medición.
- Identificar el porcentaje de transformadores de la compañía distribuidora que opera en condición de sobrecarga, para así, evaluar el posible reemplazo por un transformador de mayor potencia utilizando una proyección del precio del kWh.

Bibliografía

- [1] D. Dután. (2022) Pérdidas en transformadores de distribución de la empresa eléctrica azogues. [Online]. Available: http://lareferencia.org/vufind/Record/EC_062c9e201d6089a284689fcccef560b1
- [2] C. Castillo. (2019) Repositorio Bibliotecas UdeC: Desarrollo de una aplicación business intelligence para monitorear los indicadores del área gestión de pérdidas de una distribuidora de energía eléctrica (Grupo Saesa). [Online]. Available: <http://repositorio.udec.cl/handle/11594/3421>
- [3] H. Yupanqui. (2010) Evaluación de las pérdidas en transformadores de distribución bajo condiciones de operación. [Online]. Available: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/3615>
- [4] J. Martín. (2020) Sistema de monitoreo y Alerta de Modos de Fallas basado en el Pronóstico y Evaluación de la Salud de los Sistemas de Acondicionamiento del Laboratorio de Biotecnología del Tecnológico de Costa Rica sede Central. . [Online]. Available: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/12313>
- [5] L. Agudelo. (2014) Estimación de la carga de transformadores de potencia utilizando una red neuronal artificial. [Online]. Available: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-07642014000200003&script=sci_arttext&tlng=p
- [6] R. Peña. (2019) Métodos de aprendizaje automático para el pronóstico del consumo eléctrico de prosumidores. [Online]. Available: https://www.academia.edu/40899024/M%C3%A9todos_de_aprendizaje_autom%C3%A1tico_para_el_pron%C3%B3stico_del_consumo_el%C3%A9ctrico_de_prosumidores
- [7] L. Marrero, L.García, D. Carrizo, and F. Ulloa. (2019) An application of load forecasting based on arima models and particle swarm optimization. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8724891/authors#authors>
- [8] P. Concha. (2001) Sistemas de distribución. [Online]. Available: http://patricioconcha.ubb.cl/educ/public_www/capitulo1/descripcion_general.html#:~:text=1.1.2.3.,los%20equipos%20y%20el%20dimensionamiento.

- [9] M. Magnus. (2019) Impacto de las pérdidas y de sus desvíos colaterales en la factura eléctrica. [Online]. Available: <https://www.magnuscmd.com/es/impacto-de-las-perdidas-y-de-sus-desvios-colaterales-en-la-factura-electrica/>
- [10] Deemsa. (2021) Transformador tipo pedestal: operación radial o anillo. [Online]. Available: <https://www.deemsa.com.mx/transformador-deemsa-tipo-pedestal.html>
- [11] Equipo y Material Electrico. (2021) transformadores eléctricos. [Online]. Available: <https://equipoymaterialelectrico.com/transformador-electrico/transformador-poste/>
- [12] S. Chapman, *Máquinas eléctricas*, 3rd ed. McGraw-Hill Education, 2000, vol. 3.
- [13] M. Piunetto. (2014) Reducción de los factores de desbalance en un sistema de distribución de media tensión debido a la inserción de generación distribuida. [Online]. Available: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000400012
- [14] H. Pascual. (2017) Caracterización de las pérdidas de transformadores de tensión frente a una alimentación desbalanceada. [Online]. Available: <https://ria.utn.edu.ar/xmlui/handle/20.500.12272/2402>
- [15] J. Villavicencio. (2018) Introducción a series de tiempo. [Online]. Available: http://www.estadisticas.gobierno.pr/iepr/LinkClick.aspx?fileticket=4_BxecUaZmg%3D#:~:text=%2D%20Una%20serie%20es%20estacionaria%20cuando,son%20constantes%20en%20el%20tiempo.
- [16] S. Shanmugam, *Random Signals: Detection, Estimation and Data Analysis*, 1st ed. Wiley.
- [17] A. Novales, *Econometría*, 2nd ed. Mcgraw Hill.
- [18] R. Miralles. (2021) Técnicas de Machine Learning aplicadas a la predicción de los desvíos del Mercado Eléctrico. [Online]. Available: <https://repositorio.uam.es/handle/10486/693446>
- [19] Y. Lao. (2017) Procedimiento para el pronóstico de la demanda mediante redes neuronales artificiales. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/pdf/1815/181549596004.pdf>
- [20] L. Gonzalez. (2020) Evaluando el error en los modelos de regresión. [Online]. Available: <https://aprendeia.com/evaluando-el-error-en-los-modelos-de-regresion/>
- [21] “Ieee recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems,” *ANSI/IEEE Std 242-1986*, pp. 1–592, 1986.

- [22] Visualización de datos | Microsoft Power BI. [Online]. Available: <https://powerbi.microsoft.com/es-es/>
- [23] Tableau: Business intelligence and analytics software. [Online]. Available: <https://www.tableau.com/>
- [24] Qlik sense business. [Online]. Available: https://abiskogroup.com/qlik-sense%20business/?gclid=Cj0KCQiA2sqOBhCGARIsAPuPK0gd757a_5GTSKDhS-LJpN3tf_-DPBCuUNPFVeemvyxV5pNJBdYnDCUaAimgEALw_wcB
- [25] Gartner. Cuadrante mágico de gartner para el año 2021. [Online]. Available: <https://www.inforges.es/post/cuadrante-magico-de-gartner-2021-para-analitica-business-intelligence>
- [26] Microsoft certified: Power bi data analyst associate - learn. [Online]. Available: <https://docs.microsoft.com/es-es/learn/certifications/power-bi-data-analyst-associate/?azure-portal=true>
- [27] Birt. (2020) Ensayo de transformadores eléctricos. [Online]. Available: https://ikastarok.birt.eus/edu/argitalpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/ME/ME02/es_IEA_ME02_Contenidos/website_55_rendimiento.html
- [28] Tecnored. (2022) Transformador trifásico 150kva 23kv. [Online]. Available: <https://www.tiendatecnored.cl/transformador-trifasico-150kva-23kv.html>
- [29] W. Flores, E. Mombello, G. Ratta, and J. A. Jardini, “Life of power transformers immersed in oil. -state-of-the-art- part i. correlation between life and temperature,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 5, no. 1, pp. 50–54, 2007.
- [30] Wasion. (2018) Contador inteligente trifásico ameter300 - wasion. [Online]. Available: <http://wasion-meter.com/1-1-2-three-phase-smart-meter/174141/>
- [31] Aclara. (2016) Technical specifications aclara sgm 3000. [Online]. Available: <http://www.aclara.com/wp-content/uploads/2017/02/IEC-SGM-3000.pdf>

A. Ficha técnica equipos de medición

A.1 Ficha técnica Wasiones Ameter 300

En la tabla A.1 se muestran las especificaciones técnicas del medidor Wasiones Ameter 300.

Datos técnicos	Contador con conexión directa
Tensión nominal	3x57.7V/100V, 3x220V/380V, 3x230V/400V, 3x240V/415V
Rango de voltaje	70%Un 120%Un
Corriente nominal	5(100)A
Corriente de arranque	4%Ib
Frecuencia	50 Hz \pm 5%
Precisión de medición de energía activa/reactiva	Clase 1/Clase 2
Constante de impulsos	800 imp/kWh, 800 imp/kvarh
Tensión alterna	4kV
Transitorios Eléctricos Rápidos (EFT)	4kV
Tensión de choque	6kV
Índice de protección	IP54
Nivel de protección de aislamiento	II
Temperatura de trabajo	-25°C +65°C
Límite de temperatura de trabajo	-45°C +70°C
Temperatura de almacenamiento/transporte	-45°C +85°C
Humedad	95 %, sin condensación
Consumo de energía	2W, 10 VA
Precisión de reloj	0.5 segundo/día
MTBF	50,000 horas
Vida útil	15 años
Dimensiones(H x A x P)	176 x 263 x 72 mm

Tabla A.1: Ficha técnica Wasiones Ameter 300

Fuente: <http://wasion-meter.com/> [30]

A.2 Ficha técnica Aclara SGM 3000

En la tabla A.2 se muestran las especificaciones técnicas del medidor Aclara SGM 3000.

Feature	Specification
Configurations	Single Phase Single Element Direct Connect 10(100)A Single Phase Dual Element Direct Connect 10(100)A Three Phase Direct Connect 10(100)A Three Phase CT 1.5 (6)A
Nominal Voltage	127V/220V/230V/240V/+/-20%
Frequency	50 Hz or 60 Hz
Accuaracy (Active Energy)	Class 1 per IEC 62053-21 (direct connect)/Class 0.5S per IEC 62053-22(CT) Class B per BSEN 50470-2 (direct connect)/Class C per BS EN 50470-3(CT)
Accuaracy (Reactive Energy)	Class 2 per IEC 62053-23
Power consumption	1.2W Single Phase, 1.7W Three Phase
Relay Options	100A supply disconnect; 40A and 2 A auxiliary load control 7 digits 3 decimal point monochrome
Ports	RS-232(option), RS-485(option),IEC or ANSI (optical)
Advanced Metering Infraestructure	Ask your local sales representative for a list of compiliant AMI technologies
Terminals	BS or DIN Layout
Protocol / Data Model	ANSI C12.18/19
Optical Port	IEC 62056-21 or ANSI C12.18
Quality of Supply	Under/Over voltage, sag/swell, frequency, THD
Operating Temperature	-25C to 60C
Limited Range of Operation	-40C to +70C
Storage and Transport	-40C to +70C
Humidity	95% non-condensing
Ingress Protection	IP54
Dimensions	Single Phase 147 260 102 Three Phase 173 290 118
Certifications	IEC, ANSI

Tabla A.2: Ficha técnica Aclara SGM 3000.

Fuente: Aclara SGM 3000 IEC Smart Energy Meter [31].

B. Transformadores instalados

B.1 Transformadores por comuna

En la tabla B.1, se muestra la cantidad de transformadores de distintas potencias instalados por comuna.

Comuna/Potencia [kVA]	5	25	30	35	45	50	75	100	150	200	250	300	Total por comuna
ANCUD					13		44	3					60
ANGOL					15	5	71	21	10	1	1	1	125
AYSÉN			1		2		32	12	5				52
CABRERO			13		127	1	147	51	4				343
CALBUCO					1		5	3					9
CARAHUE					5	4	19	1					29
CASTRO					19	4	90	9					122
CHAITÉN					2		9						11
COCHRANE			3	1	2		6	3					15
COLLIPULLI					1			1					2
CORRAL							3						3
COYHAIQUE	1		3		15	4	102	27	15				167
FUTRONO			2		5		18	4	6				35
LABRANZA								2					2
LANCO			3		5	4	16		5	1			34
LAUTARO					12		32	6					50
LICANRAY			1		2		3						6
LLIFEN							3						3
LONCOCHE			1		3	1	26		22	2			55
LOTA			6		104		120	62	18	2		1	313
MULCHÉN					2		23	6					31
N. IMPERIAL					5	12	11	6					34
NACIMIENTO					3		16						19
OSORNO	1		30		88	36	388	119	79	10	1		752
PADRE LAS CASAS					2		14						16
PAILLACO			1		5	1	17		3	1			28
PANGUIPULLI			6		1	1	45	13	2				67
PITRUFQUEN							1						1
PUERTO MONTT			1		92	36	290	111	80	4		2	616
PUERTO VARAS					1		19	19	7				46
PUREN					1								1
QUELLÓN						1	19						20
SAN JOSE			1		8		30	5	4	2			50
TEMUCO					6	3	18	5					32
TOLTEN					1								1
TRAIGUEN					4	7	20	8					39
TROVOLHUE	1												1
VALDIVIA			39		81	14	230	56	100	66	1		587
VICTORIA					2		5	2	5				14
Total general	1	2	111	1	633	135	1892	555	365	89	3	4	3791

Tabla B.1: Transformadores de distribución instalados por comuna.

Fuente: Información proporcionada por SAESA.

B.2 Parámetros de modelamiento

En la tabla B.2, se muestran los parámetros para el modelamiento de transformadores.

Potencia Aparente [kVA]	Voltaje [kV]	Fe [W]	Cu [W]	N° Fases
5	15	35	105	1F
25	15	90	390	1F
50	15	165	615	1F
75	15	205	905	1F
100	15	255	1190	1F
5	23	40	115	1F
25	23	100	420	1F
50	23	190	735	1F
75	23	225	985	1F
100	23	275	1220	1F
30	15	150	545	3F
45	15	195	750	3F
75	15	295	1100	3F
150	15	485	1850	3F
300	15	810	3250	3F
30	23	160	630	3F
45	23	215	840	3F
75	23	315	1235	3F
150	23	520	2090	3F
300	23	850	3550	3F

Tabla B.2: Parámetros para el modelamiento de los transformadores de distribución

Fuente: Información proporcionada por SAESA.

C. Errores de modelos de predicción

En la tabla C.1, se muestran los errores para distintas iteraciones del método ARIMA, resaltando la iteración con menor error.

ARIMA (1,1,1)_15	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	6,59%	6,55%	6,47%	8,34	11,24	8,82	6,22	8,61	6,70
Martes	9,57%	9,37%	9,34%	11,53	15,81	12,26	9,01	12,18	9,53
Miércoles	6,70%	6,62%	6,58%	8,41	11,39	8,98	6,40	8,71	6,82
Jueves	8,24%	8,03%	8,18%	9,56	12,76	10,36	7,77	10,33	8,37
Viernes	9,37%	9,34%	9,01%	11,66	16,07	12,23	9,14	12,65	9,54
Sábado	10,44%	10,25%	10,29%	12,76	17,62	13,75	9,89	13,53	10,66
Domingo	12,02%	12,10%	11,99%	14,47	20,30	15,73	11,62	16,20	12,55
	Prom.	8,91%		Prom.	12,57		Prom.	9,83	
ARIMA (2,1,1)_15	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	7,69%	7,41%	8,16%	13,18	13,99	15,75	7,22	9,53	8,26
Martes	10,92%	10,62%	11,05%	16,60	18,61	19,24	10,25	13,65	11,25
Miércoles	8,12%	8,23%	8,46%	9,90	13,62	11,09	7,63	10,63	8,65
Jueves	10,03%	9,91%	9,87%	12,07	15,97	13,03	9,39	12,60	9,98
Viernes	9,60%	9,34%	9,28%	12,86	16,49	13,90	9,37	12,57	9,89
Sábado	11,66%	11,00%	11,50%	16,40	20,56	18,07	11,32	15,05	12,29
Domingo	12,05%	11,57%	11,86%	17,53	21,42	19,60	11,99	15,96	12,94
	Prom.	9,92%		Prom.	15,71		Prom.	10,97	
ARIMA (3,1,1)_15	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	6,44%	6,05%	6,73%	8,23	10,75	8,97	6,10	7,91	6,86
Martes	8,27%	8,26%	8,32%	10,16	14,06	11,09	7,95	10,97	8,57
Miércoles	8,01%	8,08%	8,33%	10,78	15,11	12,01	8,14	11,31	9,19
Jueves	9,63%	9,44%	9,70%	11,74	16,21	12,64	9,24	12,52	10,05
Viernes	8,03%	7,97%	7,85%	10,15	14,10	10,76	7,99	10,92	8,40
Sábado	7,45%	7,26%	7,57%	10,82	14,97	12,07	25,58	34,82	27,63
Domingo	13,49%	13,23%	13,31%	16,63	22,59	17,84	13,57	18,22	14,39
	Prom.	8,73%		Prom.	12,94		Prom.	12,87	
ARIMA (1,1,1)_20	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	6,77%	6,83%	6,61%	8,31	11,38	8,82	6,46	8,89	6,82
Martes	8,26%	8,13%	7,86%	10,47	14,38	10,84	7,96	10,83	8,21
Miércoles	6,57%	6,49%	6,45%	8,02	10,89	8,53	6,35	8,57	6,75
Jueves	7,04%	6,88%	6,88%	8,50	11,40	9,04	6,78	9,09	7,17
Viernes	7,69%	7,55%	7,34%	9,67	13,08	9,93	7,60	10,33	7,80
Sábado	11,55%	11,42%	11,45%	13,83	19,35	15,01	10,97	15,25	11,93
Domingo	11,42%	11,18%	11,34%	13,98	19,10	15,12	11,32	15,24	12,16
	Prom.	8,37%		Prom.	11,89		Prom.	9,36	
ARIMA (2,1,1)_20	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	7,53%	7,64%	7,33%	9,20	13,05	9,83	7,02	9,79	7,37
Martes	9,20%	9,34%	9,09%	11,69	16,44	12,42	8,80	12,36	9,38
Miércoles	7,08%	7,09%	6,88%	8,27	11,36	8,72	6,72	9,23	7,08
Jueves	8,39%	8,45%	8,30%	10,15	13,89	10,90	7,97	10,96	8,51
Viernes	8,82%	8,74%	8,43%	10,91	15,09	11,29	8,70	11,91	8,96
Sábado	11,45%	11,55%	11,29%	13,82	19,30	14,87	11,15	15,55	11,95
Domingo	10,66%	10,75%	10,58%	13,39	18,61	14,46	10,73	14,92	11,56
	Prom.	8,98%		Prom.	12,75		Prom.	10,03	
ARIMA (3,1,1)_20	MAPE_a	MAPE_b	MAPE_c	RMSE_a	RMSE_b	RMSE_c	MAE_a	MAE_b	MAE_c
Lunes	7,35%	7,12%	7,08%	9,07	12,06	9,60	7,12	9,38	7,39
Martes	8,08%	8,00%	8,05%	10,39	14,46	11,20	7,97	10,91	8,62
Miércoles	6,92%	6,87%	6,93%	10,04	13,53	10,72	7,18	9,78	7,81
Jueves	10,08%	9,90%	9,94%	12,54	17,21	13,51	9,66	13,09	10,39
Viernes	9,23%	9,02%	8,86%	11,13	15,43	11,69	8,82	11,92	9,14
Sábado	9,27%	8,89%	8,97%	12,23	16,62	12,80	9,32	12,32	9,73
Domingo	11,85%	12,14%	11,82%	14,10	20,33	15,20	11,50	16,33	12,44
	Prom.	8,87%		Prom.	13,04		Prom.	10,04	

Tabla C.1: Modelos ARIMA.

Fuente: Elaboración propia.

D. Precios aplicaciones BI

D.1 Microsoft Power BI

En la tabla D.1, se muestran los precios de las distintas componentes que ofrece Power Bi.

Componente	Power BI Pro	Power BI Premium	Power BI Premium (+500 usuarios)
Precio	10 USD	20 USD	4999 USD

Tabla D.1: Precios de componentes Power BI.

Fuente: Información extraída de [22].

D.2 Tableau

En la tabla D.2, se muestran los precios de las distintas licencias de Tableau.

Componente	Tableau Creator	Tableau Explorer	Tableau Viewer
Precio	70 USD	35 USD	12 USD

Tabla D.2: Precios de componentes Tableau.

Fuente: Información extraída de [23].

D.3 Qlik

En la tabla D.3, se muestran los precios de las distintas componentes que ofrece Qlik.

Componente	Qlik View	Qlik Sense
Precio	30 USD	1350 USD

Tabla D.3: Precios de componentes Qlik.

Fuente: Información extraída de [24].

Nota: los precios de las tablas D.1, D.2 y D.3 son de caracter mensual, sin embargo deben cancelarse en un único pago anual.

E. Sensibilidad de la corriente ponderada

Para analizar la sensibilidad de la corriente ponderada ante variaciones en el factor de potencia por fase, se utilizaron valores aleatorios entre 0.9 y 1 por cada fase.

En la figura E.1, se muestra una comparativa entre la corriente ponderada considerando un factor de potencia fijo vs aleatorio entre 0.9 y 1. Los resultados muestran el error por fase descrito en la tabla E.1.

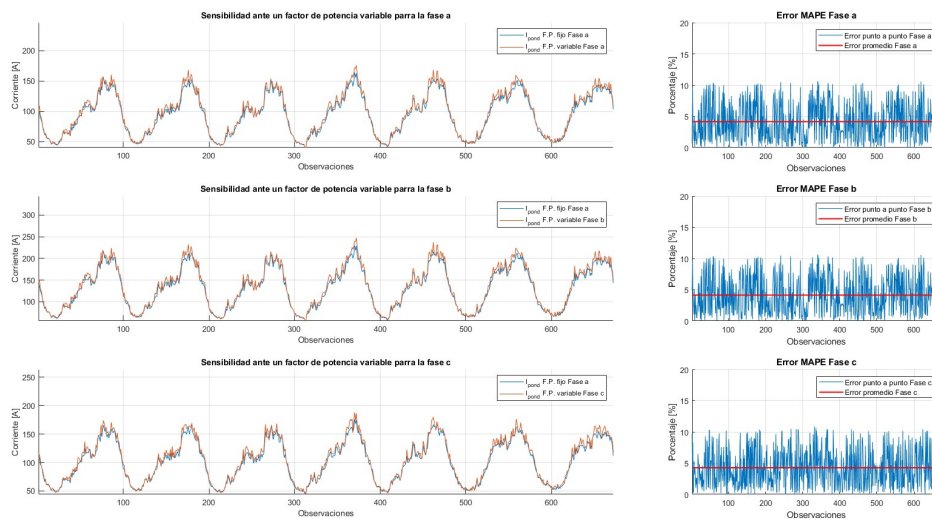


Fig. E.1: Sensibilidad de la corriente ponderada ante un factor de potencia variable por fase

Fuente: Elaboración propia.

Fase	Fase a	Fase b	Fase c
Error MAPE	4,1369%	4,1432%	4,2569%

Tabla E.1: Error MAPE entre factor de potencia variable y fijo.

Fuente: Elaboración propia.

F. Otros métodos de estimación

En la figura F.1 se muestran los resultados de predicción del modelo AR y ARMA para la corriente ponderada en p.u, en donde se observa una curva suave que se ajusta de mejor forma durante las primeras observaciones de validación, sin embargo, a medida que se avanza en la predicción, los modelos AR y ARMA no logran un buen ajuste y comienzan a oscilar atenuando su amplitud.

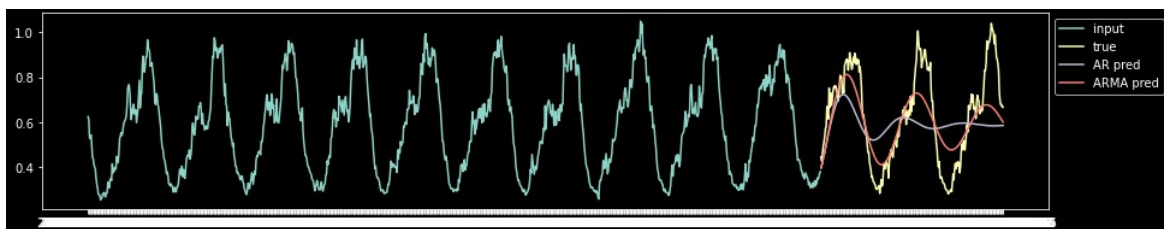


Fig. F.1: Estimación AR y ARMA.

Fuente: Elaboración propia.

La figura F.2 muestra una estimación de la corriente promedio en p.u a través de una red neuronal LSTM que utiliza 12 épocas y 20 neuronas.

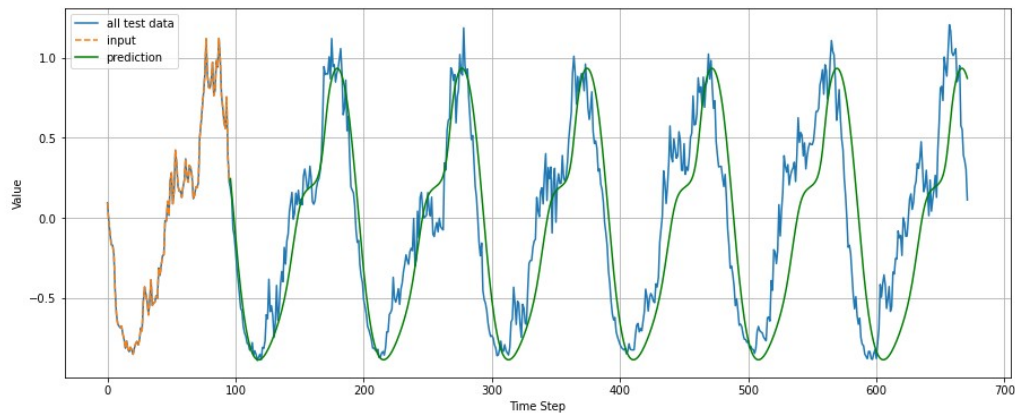


Fig. F.2: Estimación red neuronal LSTM.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: la predicción por el método LSTM de la figura F.2 utiliza una etapa de entrenamiento de la red neuronal, la cual se definió como el 80% de 6 meses de data histórica, mientras que el 20% restante se utilizó como validación.

El funcionamiento es tal que para predecir una observación X_{t+1} , considera el aprendizaje de la etapa de entrenamiento y 110 observaciones anteriores al valor que se desea predecir, por lo que para predecir la observación X_{t+2} se hará uso de la observación X_{t+1} y las 109 que le anteceden. El problema con este mecanismo de predicción, es que conforme se amplía el horizonte, el error es acumulativo, ya que, a partir de la predicción X_{t+110} , las 110 observaciones anteriores corresponden a estimaciones previas que contienen error.

Nota 1: cuando el horizonte de predicción inferior a 10 observaciones este método presenta un buen ajuste de predicción, sin embargo, no es lo que se busca para este estudio.

Nota 2: en consideración de lo expuesto anteriormente, la metodología ARIMA fue la que presentó mejores resultados para la predicción diaria, semanal y mensual. por lo que fue seleccionada para este estudio, sin embargo, al aumentar el horizonte de predicción a un periodo anual, el error se propaga considerablemente, por lo que no es recomendable predecir un intervalo superior a un mes. La figura F.3, muestra la propagación del error en la predicción de la corriente ponderada cuando el horizonte de predicción es anual.

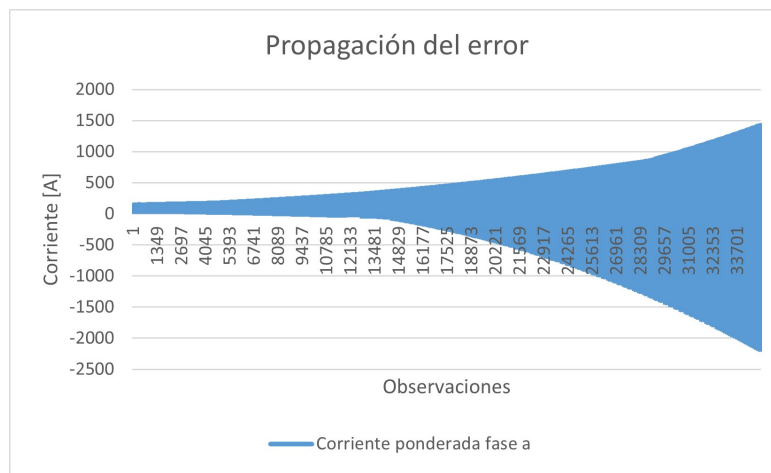


Fig. F.3: Propagación del error método ARIMA.

Fuente: Elaboración propia.

G. Predicción para días hábiles

En la figura G.1, se muestra el comportamiento de la predicción de la corriente ponderada considerando solo días hábiles para realizar la predicción. Los resultados muestran un error MAPE del 5,74%.

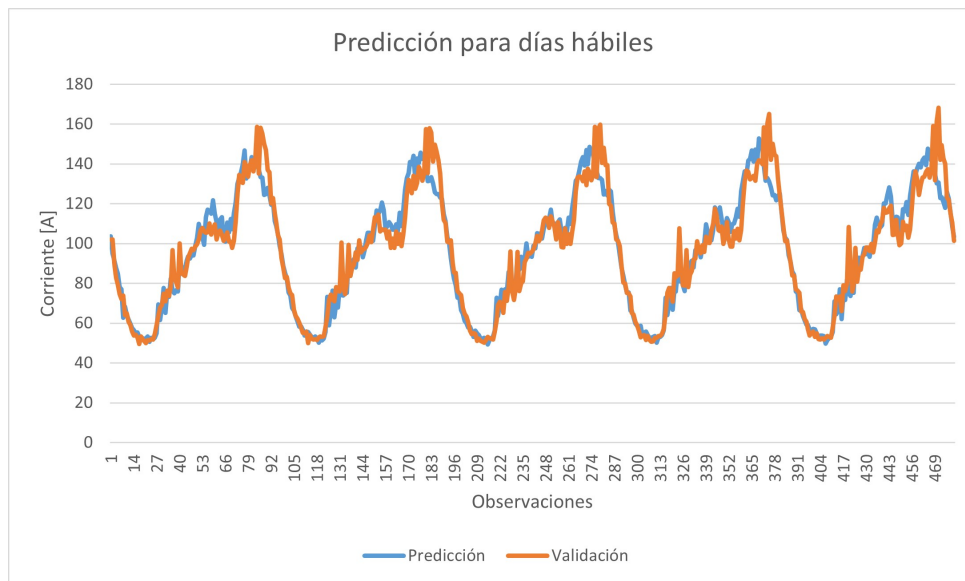


Fig. G.1: Predicción para días hábiles

Fuente: Elaboración propia.

H. Resultados 45 y 150 kVA

H.1 Transformador 45 kVA

En las figuras H.1 y H.2 se muestra la validación diaria y semanal para el transformador de 45 kVA, mostrando un error MAPE de 14,49 % y 12,63% respectivamente.

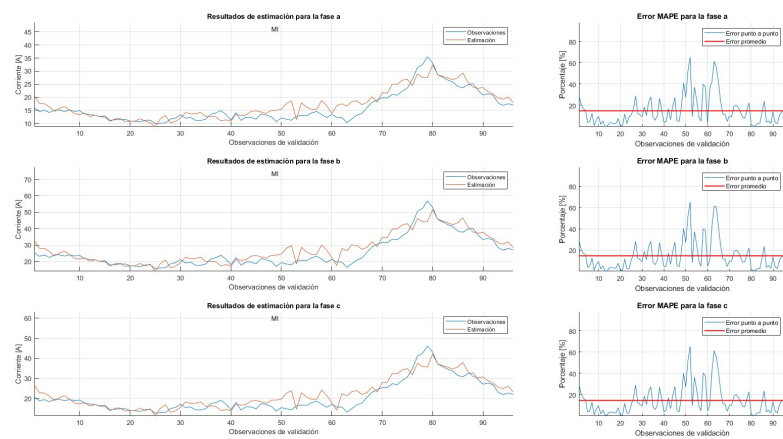


Fig. H.1: Resultados para predicción diaria, transformador 45 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

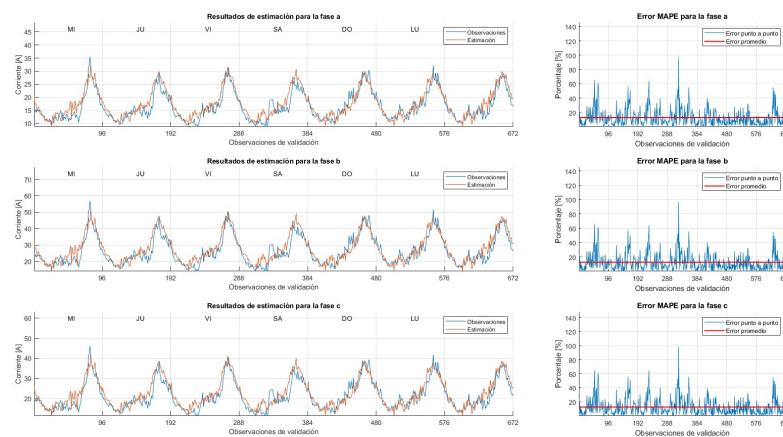


Fig. H.2: Resultados para predicción semanal, transformador 45 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

En las figuras H.3 y H.4, se muestran las pérdidas diarias y semanales para el transformador de 45 kVA respectivamente.

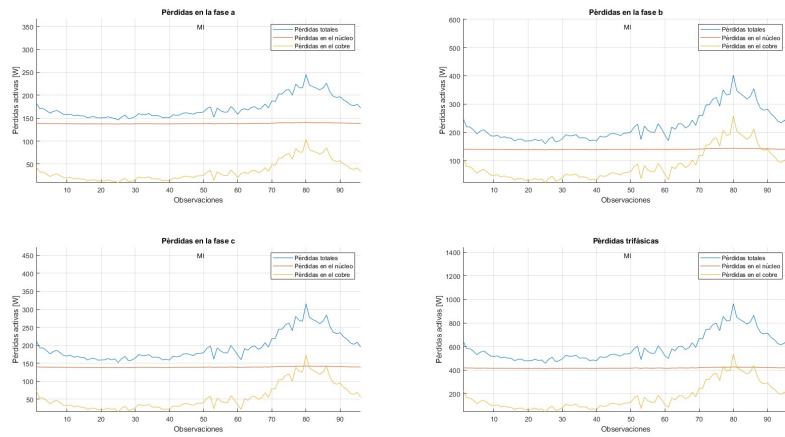


Fig. H.3: Pérdidas diarias transformador 45 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

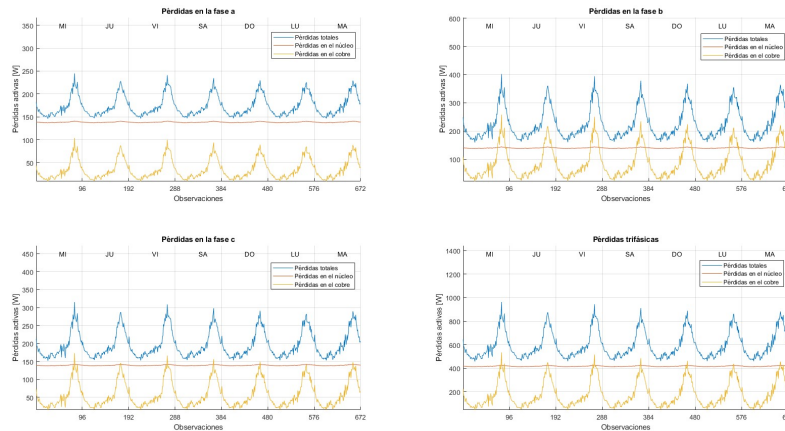


Fig. H.4: Pérdidas semanales transformador 45 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

H.2 Transformador 150 kVA

En las figuras H.5 y H.6 se muestra la validación diaria y semanal para el transformador de 150 kVA, mostrando un error MAPE de 9,77 % y 10,05% respectivamente.

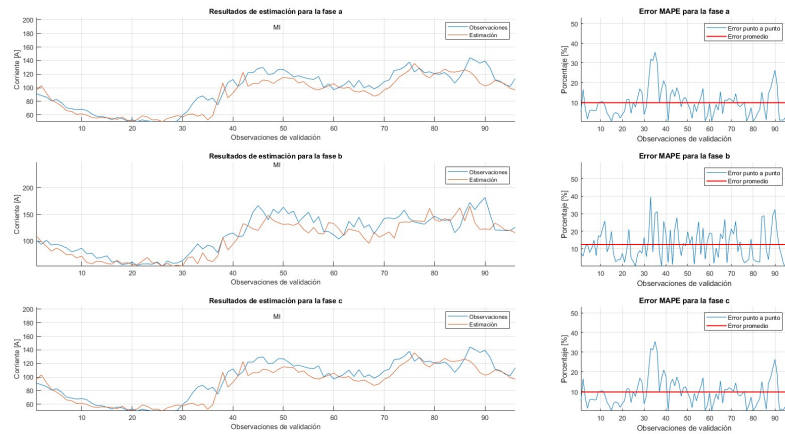


Fig. H.5: Resultados para predicción diaria, transformador 45 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

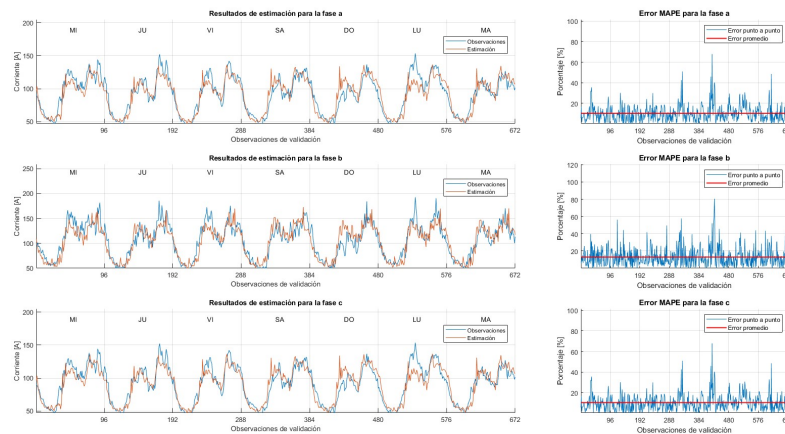


Fig. H.6: Resultados para predicción semanal, transformador 150 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

En las figuras H.7 y H.8, se muestran las pérdidas diarias y semanales para el transformador de 150 kVA respectivamente.

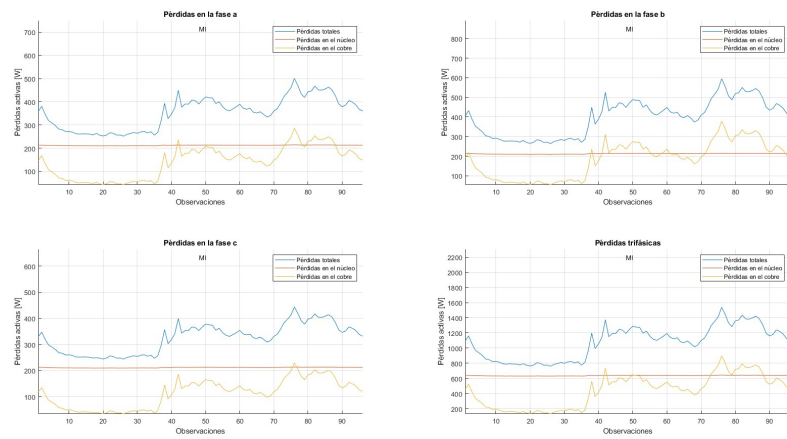


Fig. H.7: Pérdidas diarias transformador 150 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

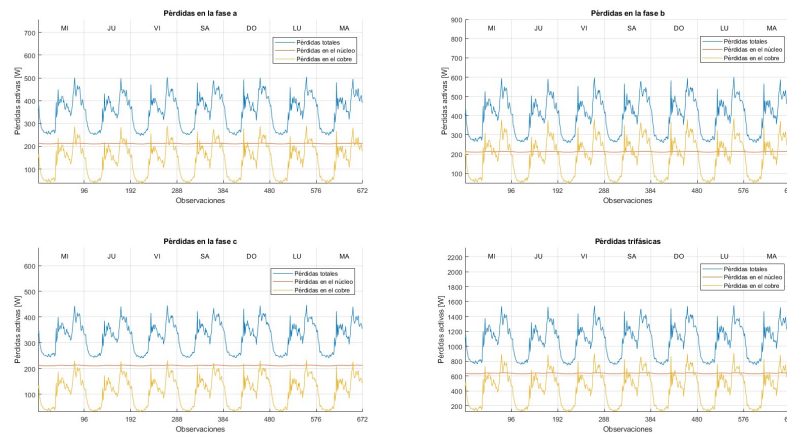


Fig. H.8: Pérdidas semanales transformador 150 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

I. Proyección de tablas para otras potencias

I.1 Proyección para razón X/R

En la figura I.1 se tiene una proyección de la razón X/R con el objetivo de obtener una aproximación para las potencias de 45 y 75 kVA. Los resultados se muestran en la tabla I.1.

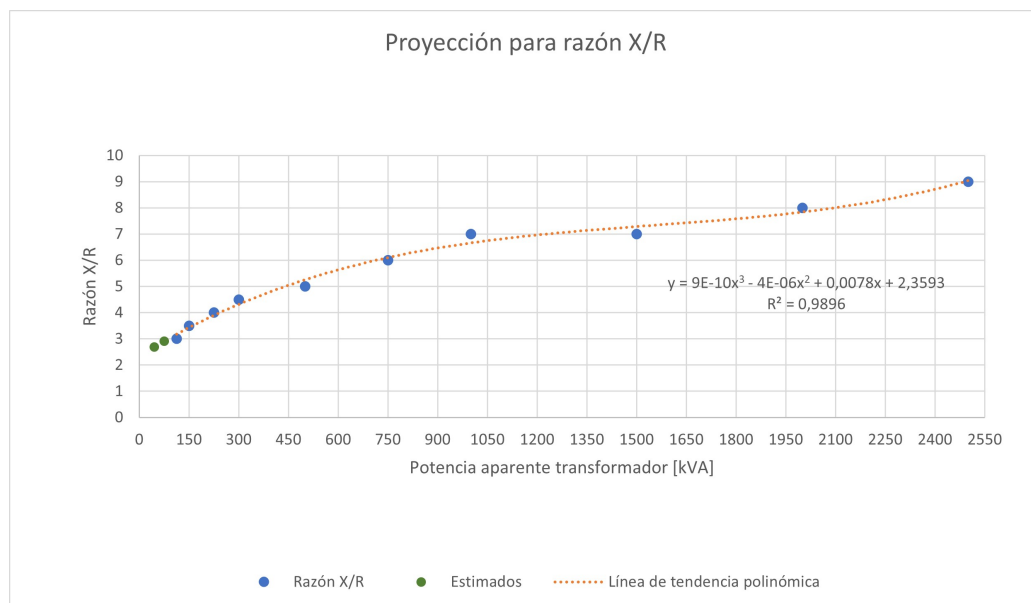


Fig. I.1: Proyección razón X/R.

Fuente: Elaboración propia.

Potencia [kVA]	X/R estimado
45	2,7
75	2,9

Tabla I.1: Proyección para 45 y 75 kVA.

Fuente: Elaboración propia.

I.2 Proyección para valores de vacío y cortocircuito

Para los valores de potencia y corriente de vacío, se tiene los valores de la figura I.2, sin embargo, se necesita realizar una aproximación para las potencias de 45, 75 y 150 kVA.



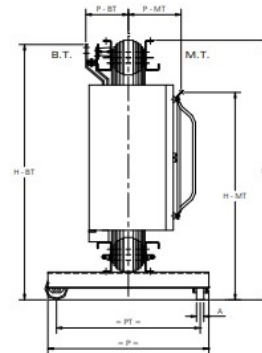
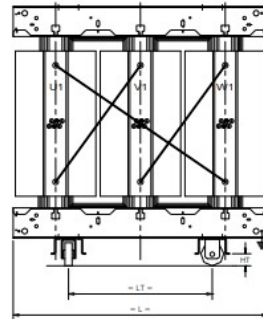
Cnel. Pagola 1308 (B1752ERB)
Lomas del Mirador, Buenos Aires, Argentina
Tel: 5411 4652-0707/2743 | 4655-1077/4966
Fax: 5411 4652-4876
www.catsa.com.ar | e-mail: info@catsa.com.ar



Transformadores Secos Encapsulados

→ Línea estándar con arrollamientos en **Cobre**

Tappings	± 2 x 2,5
Tensión Secundaria	400 - 231 V
Frecuencia	50 Hz
Grupo de Conexión	Dyn11
Ventilación	AN
Clase térmica	F
Grado de protección	IP 00 (hasta IP55)
Servicio h.s.n.m.	hasta 1000 m



En Clase 17,5 kV

P	Po	Pcc	Ucc	Io	Ruido	L	H	P	T	D	A	Peso
KVA	W		%		dB	mm						Kg
100	520	1800	6	2,1	58	1200	1100	680	600	100	40	952
125	570	2000	6	2	58	1220	1120	680	600	100	40	1040
160	640	2400	6	1,9	58	1240	1150	680	600	100	40	1080
200	720	2800	6	1,8	58	1270	1170	680	600	100	40	1170
250	830	3300	6	1,7	60	1300	1210	680	600	100	40	1310
315	960	3900	6	1,6	60	1340	1240	680	600	100	40	1430
400	1120	4700	6	1,5	60	1380	1300	900	800	130	45	1600
500	1300	5600	6	1,4	60	1440	1370	900	800	130	45	1880
630	1550	6800	6	1,3	62	1500	1440	900	800	130	45	2140
800	1850	8200	6	1,2	64	1580	1540	900	800	130	45	2550
1000	2200	9800	6	1,1	64	1650	1640	900	800	130	45	2930
1250	2600	11700	6	1	65	1730	1750	1120	1000	160	50	3510
1600	3150	14200	6	0,9	66	1850	1890	1120	1000	160	50	4330
2000	3700	16700	6	0,8	66	1920	2020	1120	1000	160	50	5150
2500	4300	19600	6	0,7	68	1970	2150	1120	1000	160	50	6320
3150	4900	22300	7	0,6	70	1980	2250	1120	1000	160	50	7730

Fig. I.2: Datos potencia y corriente de vacío.

Fuente: CAT.

La figura I.3 muestra una proyección de potencias y corrientes de vacío para potencias de 45, 75 y 150 kVA, a partir de los datos de la figura I.2. Los resultados se muestran en la tabla I.2.

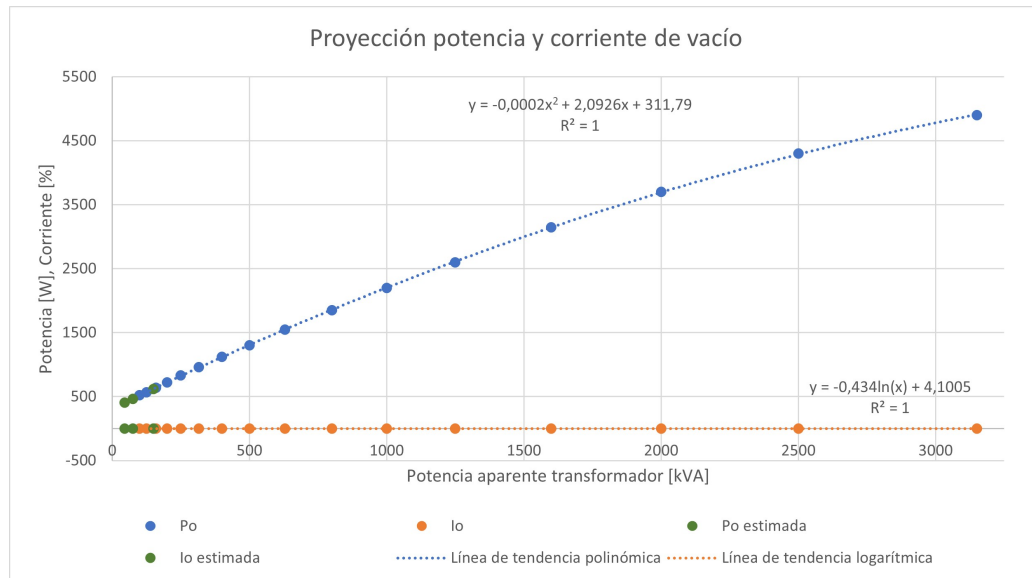


Fig. I.3: Proyección potencia y corriente de vacío.

Fuente: Elaboración propia.

Potencia [kVA]	Po [W]	Io [%]
45	405,6	2,4
75	467,6	2,2
150	621,2	1,9

Tabla I.2: Resultados proyección Po e Io.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura I.4 y tabla I.3 se muestra una proyección de la potencia en cortocircuito para las potencias de 45, 75 y 150 kVA.

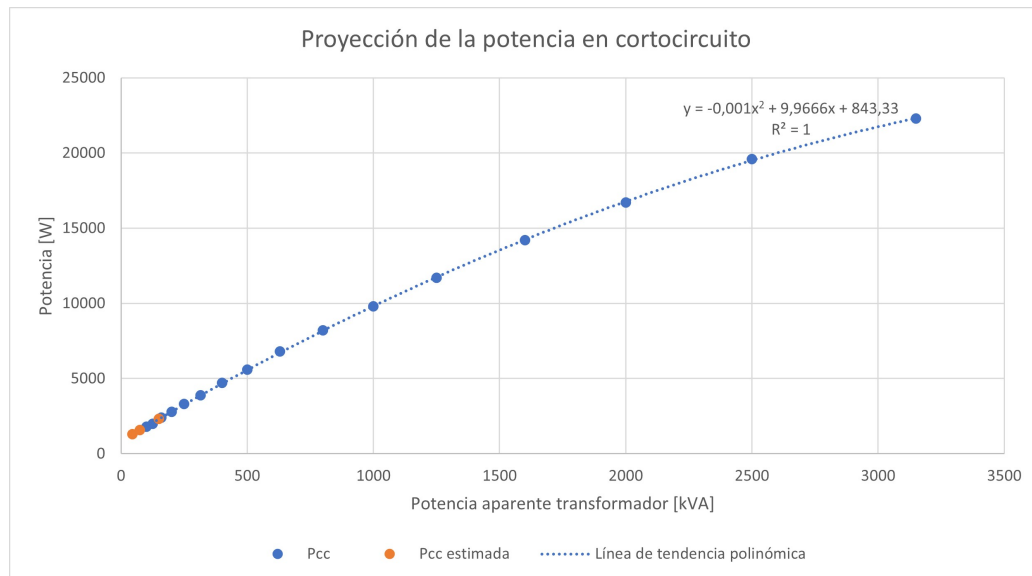


Fig. I.4: Proyección potencia de cortocircuito.

Fuente: Elaboración propia.

Potencia [kVA]	Pcc [W].
45	1289,8
75	1585,2
150	621,2

Tabla I.3: Resultados proyección Pcc.

Fuente: Elaboración propia.