

Método basado en máquinas de soporte vectorial para el control tensión-reactiva en sistemas de distribución de energía eléctrica a partir de cambia tomas en transformadores y bancos de condensadores

Presentado por
Yeison Isnardo Blanco Solano

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)
Bucaramanga
2024

Método basado en máquinas de soporte vectorial para el control tensión-reativa en sistemas de distribución de energía eléctrica a partir de cambia tomas en transformadores y bancos de condensadores

Presentado por

Yeison Isnardo Blanco Solano

Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director

Gabriel Alexis Malagón Carvajal

Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Este libro es fruto del esfuerzo, la dedicación y el apoyo incondicional de mis padres y hermanos. A través de cada página, se refleja el amor y el aliento que me brindaron en el camino hacia la obtención del título de Magíster. A ustedes, mis pilares fundamentales, les dedico estas palabras llenas de gratitud y cariño. Gracias por ser mi fortaleza y mi inspiración constante. Este logro es tanto de ustedes como mío.

Agradecimientos

Este libro es el resultado de un esfuerzo conjunto, donde el apoyo invaluable de mi hermano ha sido una pieza fundamental en mi camino hacia la obtención del título de Magíster. Agradezco también a los líderes de la empresa donde laboro por su constante respaldo y confianza en mis capacidades. A mis compañeros de estudio, profesores y amigos, quienes han compartido este trayecto conmigo, les debo un profundo agradecimiento por su colaboración y compañerismo. Este logro no habría sido posible sin la contribución de cada uno de ustedes.

Contenidos

Introducción	12
1. Control tensión-reativa en sistemas de distribución de energía eléctrica	15
1.1. Planteamiento del problema	15
1.2. Antecedentes	17
1.2.1. Equipos para el control tensión-reativa	19
1.2.2. Objetivos y variables utilizadas en el control tensión-reativa	20
1.2.3. Tipos de control tensión-reativa	24
1.3. Selección de un método de control tensión-reativa a partir de la revisión de literatura	26
2. Método de control tensión-reativa para sistema de distribución de energía eléctrica utilizando máquinas de soporte vectorial	28
2.1. Control tensión-reativa utilizando máquinas de soporte vectorial (SVM)	28
2.2. Determinación de ajustes óptimos usando PSO	30
2.3. Criterios para la evaluación de desempeño del control tensión-reativa con base en el IEEE Std 1885-2022	33
3. Casos de estudio y discusión de resultados	36
3.1. Sistema de prueba IEEE 69-barras	36
3.2. Procesamiento de los datos de entrenamiento requeridos para el diseño de las SVMs	37
3.3. Evaluación de desempeño del control tensión-reativa con las SVMs diseñadas	39
3.3.1. Resultados del control tensión-reativa: caso base	43
3.3.2. Resultados del control tensión-reativa: caso con generación distribuida	45
3.3.3. Resultados del control tensión-reativa: caso uso de mediciones AMI	46
3.3.4. Cumplimiento de restricciones en la operación del control tensión-reativa	49

Control tensión- reactiva en sistemas de distribución usando SVM	6
3.4. Evaluación del control tensión-reativa según el IEEE Std 1885-2022	49
3.4.1. Métricas de evaluación de la tensión en el sistema de distribución	50
3.4.2. Métricas de evaluación de la potencia suministrada por la subestación	54
3.4.3. Métricas de evaluación de las pérdidas de potencia del sistema de distribución	58
4. Conclusiones	61
Bibliografía	64

Tablas

Tabla 1. Límites para control tensión-reativa	21
Tabla 2. Bancos de SC instalados en el sistema IEEE 69-barras	37
Tabla 3. SVMs acorde a niveles de demanda agregada	38
Tabla 4. Hiperparámetros óptimos de las SVMs diseñadas	38
Tabla 5. Mediciones para el entrenamiento de las SVMs	39
Tabla 6. Resultados del sistema IEEE 69-barras sin control tensión-reativa	42
Tabla 7. Resultados del sistema IEEE 69-barras con control tensión-reativa	44
Tabla 8. Información de la generación distribuida conectada al sistema de prueba	45
Tabla 9. Resultados del sistema de prueba con control tensión-reativa y GD	46
Tabla 10. Datos del sistema de prueba con control tensión-reativa y AMI	48

Figuras

Figura 1. SVM para control tensión-reactiva en un sistema de distribución	29
Figura 2. Diagrama de flujo para el control de tensión-reactiva con PSO	32
Figura 3. Entrenamiento de la SVM para control tensión-reactiva	33
Figura 4. Sistema de distribución IEEE 69-barras	36
Figura 5. Curva de demanda diaria: estrato 3	40
Figura 6. Porcentaje de nodos con incumplimiento de restricciones de tensión	49
Figura 7. Tensión promedio en los periodos 1 al 6	50
Figura 8. Tensión promedio en los periodos 7 al 12	51
Figura 9. Tensión promedio en los periodos 13 al 18	52
Figura 10. Tensión promedio en los periodos 19 al 24	53
Figura 11. Tensión promedio en el sistema de distribución con GD	54
Figura 12. Resultados de la potencia suministrada por la subestación	55
Figura 13. Resultados de la potencia activa suministrada por la subestación	55
Figura 14. Resultados de la potencia reactiva suministrada por la subestación	56
Figura 15. Resultados de la potencia sumistrada por la subestación del sistema de prueba con GD	57
Figura 16. Resultados de la potencia activa sumistrada por la subestación del sistema de prueba con GD	57
Figura 17. Resultados de la potencia reactiva sumistrada por la subestación del sistema de prueba con GD	58
Figura 18. Pérdidas de potencia del sistema de prueba	59
Figura 19. Pérdidas de potencia del sistema de prueba con GD	60

Abreviaciones

SDEE	Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
VVO	Volt-VAr Optimization (Optimización de Voltaje y VAr).
OLTC	On Load Tap Changer (Cambiador de Taps en Carga).
SC	Shunt Capacitor (Capacitor Shunt).
SVMs	Máquinas de Soporte Vectorial.
PSO	Particle Swarm Optimization (Optimización por Enjambre de Partículas).
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Std	Standard (Estándar).
SVMs	Máquinas de Soporte Vectorial.
IEEE 69-barras	Sistema de Distribución IEEE de 69 barras.
IEEE Std 1885-2022	Estándar IEEE 1885-2022.

Abstract

Title: Support vector machine-based method for voltage-reactive control in electrical power distribution systems based on in electrical power distribution systems from transformer tap changers and capacitor banks. *

Author: Yeison Isnardo Blanco Solano **

Keywords: distribution networks, voltage / var control, support vector machine, machine learning regression ,conservation voltage reduction, voltage optimization.

Description: In this research, the efficacy of a Volt-VAr control employing reactive support vector machines (SVM) of the regression type is implemented and systematically assessed. The SVMs are trained utilizing simulation data derived from the application of a Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm for Volt-VAr control, along with the execution of load flows within the distribution system modeled in the OpenDSS software. The input parameters are values of active and reactive power, RMS voltages and currents in the substation, in addition to the RMS values of voltages and currents in the network-connected reclosers. The optimal configurations for the SC (Capacitors) and OLTC (On Load Tap Changer) changes are determined in the distribution system, considering various demand scenarios, alongside the load flow outcomes at specified measurement points. The evaluation of control effectiveness complies with IEEE Std 1885-2022 guidelines. The results show a 20% reduction in energy losses and a 11% reduction in energy supplied by the distribution system substation. Regarding the voltage values in the nodes during the inactive control periods, non-compliance is observed up to 51.3%. On the other hand, with the Volt-VAr control in operation, the maximum non-compliance is significantly reduced to 3,66%. The application of SVM produces a clear advantage in the distribution system studied, with an execution time of approximately 0.15 seconds required to obtain the optimal configuration for Tap SC and OLTC. This results highlights the effectiveness of SVMs as a control methodology, validating their practical usefulness in the domain of voltage control within electrical power distribution systems.

* MSc Thesis

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering. Department of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E³T). Director: Gabriel Alexis Malagón Carvajal, Ph.D.in Engineering, Electrical Engineering.

Resumen

Título: Método basado en máquinas de soporte vectorial para el control tensión-reativa en sistemas de distribución de energía eléctrica a partir de cambia tomas en transformadores y bancos de condensadores *

Autor: Yeison Isnardo Blanco Solano **

Palabras clave: sistemas de distribución, control tensión-reativa, máquinas de soporte vectorial, regresión con aprendizaje automático, CVR, optimización de tensión.

Descripción: En este trabajo de investigación aplicada se implementa y evalúa el desempeño de un control de tensión-reativa basado en máquinas de soporte vectorial (SVM) del tipo regresión. El proceso de entrenamiento de las SVMs se realiza con datos de simulación obtenidos de la implementación de un algoritmo PSO para el control de tensión-reativa y la ejecución de flujos de carga en el sistema de distribución modelado en el software OpenDSS. Los descriptores de entrada corresponden a los valores potencia activa, reactiva, valores eficaces de tensión y corriente en la subestación, así como a los valores eficaces de tensión y corriente en los reconectores conectados a la red. Posteriormente, se obtienen los ajustes óptimos de los taps de los SC (Capacitores) y el OLTC (On Load Tap Changer) en el sistema de distribución, considerando diferentes escenarios de demanda, junto con los resultados del flujo de cargas en los puntos de medición seleccionados. La evaluación de desempeño del control se realiza con los lineamientos del IEEE Std 1885-2022. Se destaca una disminución del 20% en las pérdidas, así como una reducción del 11% en la potencia suministrada por la subestación del sistema de distribución. En cuanto a los valores de tensión en los nodos de conexión de los usuarios, cuando el control está inactivo se tiene que, para todos los periodos de demanda, el mayor porcentaje encontrado es de 51,3% de los nodos que incumplen las restricciones técnicas. Con el control de tensión-reativa en funcionamiento, el mayor porcentaje es de 3,66%. Una ventaja destacable en el uso de las SVMs es que en el sistema de distribución bajo estudio, el tiempo de ejecución necesario para obtener los ajustes óptimos de los Taps del SC y OLTC es del orden de 0,15 segundos. Este hallazgo resalta la eficacia de la SVMs como método de control, validando su utilidad en aplicaciones prácticas en el ámbito del control de tensión-reativa en sistemas de distribución de energía eléctrica.

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Gabriel Alexis Malagón Carvajal, Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica.

Introducción

Los sistemas de distribución de energía eléctrica experimentan importantes retos relacionados con la automatización para la operación de la red, adoptando diversas tecnologías para la solución de problemas operativos y determinando las necesidades de inversión para el establecimiento de entornos de red inteligente. Paralelo a la evolución en las tecnologías de los sistemas de distribución, las exigencias regulatorias para cada país establecen retos desafiantes en el sector de la distribución de la energía eléctrica. En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se encarga de regular la prestación del servicio de energía eléctrica. Entre los aspectos regulados, en los sistemas de distribución se tienen restricciones regulatorias aplicables sobre los valores de tensión experimentados por los usuarios, los índices de confiabilidad del suministro y la calidad de energía.

Este trabajo de investigación aplicada se centra en el problema de controlar los valores de tensión del sistema de distribución, cumpliendo con los límites establecidos por la CREG, mediante la toma de decisiones de los ajustes operativos en equipos instalados en la red. En los usuarios del servicio de energía eléctrica, además de considerar la continuidad en la prestación del servicio como una de las principales problemáticas, son comunes las reclamaciones por las desviaciones de la tensión, principalmente para aquellos clientes que se encuentran conectados en los puntos con mayor distancia desde la cabecera de los alimentadores. Como solución se plantea la implementación del control tensión-reativa con un enfoque de optimización (VVO, por sus siglas en inglés de *Volt-VAR Optimization*), que busca gestionar los valores de tensión y los flujos de carga en los sistemas de distribución de energía eléctrica. El problema de control óptimo tensión-reativa puede ser abordado con optimizadores robustos de tipo determinístico o metaheurístico. Sin embargo, esta optimización robusta requiere de un modelado detallado de los sistemas de distribución, de la estimación de la demanda en tiempo real y sumado al tamaño de los sistemas de distribución, conlleva a que estos problemas de optimización requieran de tiempos significativos para su solu-

ción. Ante esto, a nivel de investigación se hace necesaria la exploración de herramientas basadas en máquinas de aprendizaje, como las máquinas de soporte vectorial, para la solución del control tensión-reativa en tiempos aceptables acorde con la actividad de operación y la toma de decisiones sobre un sistema de distribución. En este trabajo de investigación aplicada se implementa un método basado en máquinas de soporte vectorial (SVM, por sus siglas en inglés) para determinar los valores de las posiciones de los OLTC (On Load Tap Changer, por sus siglas en inglés) y SC (Shunt Capacitor, por sus siglas en inglés), controlando los flujos de energía reactiva en la red y manteniendo los perfiles de tensión para dar cumplimiento a las exigencias regulatorias.

La SVM implementada utiliza como información de entrada las siguientes medidas: valores eficaces de tensión, valores eficaces de corriente, potencias activas y reactivas. Los puntos de medición seleccionados corresponden a la cabecera y a los puntos con equipos reconectores instalados sobre la red de distribución. La salida de la SVM corresponde a un vector con los ajustes óptimos de los taps para los OLTC y SC que se encuentren instalados en el sistema de distribución. Es importante resaltar que la estrategia de selección de los puntos de medición es una propuesta en este trabajo de aplicación, con miras en considerar y aprovechar la infraestructura actual en los sistemas de distribución en Colombia. Además, se propone la implementación de tres SVM, una para cada uno de los tres niveles de cargabilidad definidos como: alta, media y baja.

El proceso de diseño de cada SVM está comprendido por las siguientes etapas: Primero, el modelado del sistema de distribución y el uso del software OpenDSS para la simulación de flujos de carga permite obtener los valores de tensión, corriente y potencias ante unos valores de ajuste dados en OLTC y SC, para diferentes escenarios de demanda. En una segunda etapa, se implementa un algoritmo robusto de optimización basado en PSO (Particle Swarm Optimization, por sus siglas en inglés) que usa la información de solución de los flujos de carga de la primera etapa y determina los valores óptimos de ajuste en OLTC y SC, para cada escenario de demanda simulado en esta primera etapa. Se almacena la información de estos valores óptimos de ajuste junto con los respectivos valores simulados de tensión y corriente eficaces, potencias activas y reactivas, tomados de los puntos de medición seleccionados. En una tercera etapa, se desarrolla el proceso de entre-

namiento de la SVM usando la información almacenada en la segunda etapa, proceso que culmina con la determinación de los hiperparámetros óptimos de la máquina de aprendizaje, finalizando con esto el diseño de la misma.

La evaluación de desempeño de las SVMs diseñadas se realiza mediante simulación en el sistema de distribución de prueba IEEE 69-barras. Se simulan escenarios de demanda diferentes a los usados en el proceso de diseño y entrenamiento de las SVMs. Las métricas de evaluación utilizadas son tomadas del estándar IEEE 1885-2022 (IEEE Std 1885-2022), realizando una discusión acerca de los resultados obtenidos.

Este documento está organizado de la siguiente manera: el Capítulo 1 presenta el planteamiento del problema, los antecedentes y la selección de un método de control tensión-reativa a partir de una síntesis de la revisión de literatura. En el Capítulo 2 se presenta la implementación del método de control de tensión-reativa basado en SVM, cuyo diseño se soporta en el uso de un algoritmo PSO. Asimismo, se presenta el IEEE Std 1885-2022 como la guía metodológica a seguir en la evaluación del control tensión-reativa. El Capítulo 3 presenta el caso de estudio en un sistema de distribución IEEE de prueba, junto con los resultados y evaluación de desempeño del método en un entorno de simulación. Por último, las conclusiones del desarrollo de este trabajo de investigación aplicada se presentan en el Capítulo 4.

1. Control tensión-reativa en sistemas de distribución de energía eléctrica

En los años posteriores a 1970 se destaca un auge por la la exploración de soluciones para afrontar la crisis energética del momento y el aumento en la demanda de energía eléctrica (Mello et al., 2018). Dentro del planteamiento de ideas novedosas para la época, se hace presente el control de los valores tensión en todos los nodos del sistema eléctrico y del flujo de la potencia reactiva, tarea que se desarrollaba mediante el uso de equipos o dispositivos instalados sobre los sistemas eléctricos de potencia.

Esta aplicación de control tensión-reativa ha experimentado una evolución en el tiempo según las necesidades y las tecnologías disponibles. A continuación, se presenta el planteamiento del problema de control tensión-reativa, junto con una revisión de antecedentes y de los diferentes equipos usados para el control tensión-reativa en sistemas de distribución, haciendo énfasis en las aplicaciones, uso y funcionalidades de cada uno de los equipos. Finalmente se presenta un artículo de investigación que ha sido seleccionado como guía para la implementación del método control tensión-reativa evaluado y discutido en este trabajo.

1.1. Planteamiento del problema

Los operadores de los sistemas de distribución desarrollan sus actividades bajo restricciones técnicas para la prestación del servicio de energía eléctrica. Para el caso específico de Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la resolución 025 de 1995 especifica que los operadores de red del sistema eléctrico deberán garantizar unos límites del nivel de tensión dependiendo el punto de conexión de los clientes o cargas. Con el fin evitar compensaciones económicas a los clientes o incumplir la regulación vigente, es común que los operadores de red instalen equipos como lo son: bancos de condensadores, transformadores OLTC y SVR para el control tensión-reativa en el sistema de distribución de energía eléctrica.

El comportamiento dinámico es característico en los sistemas de distribución de energía eléctrica debido, por ejemplo, a la reconfiguración de la red por temas operativos (fallas de red, trabajos programados, solicitudes de apertura ante emergencias), variación en la demanda de energía durante los periodos del día, cambios de hábito de consumo de los clientes por condiciones del entorno (festividades, estado del clima, cultura de ahorro energético). Estos factores dificultan la tarea de determinar eficazmente los ajustes óptimos para los equipos OLTC y SC para todos los periodos de demanda del sistema de distribución de energía eléctrica, ante el reto de resolver en el menor tiempo posible evitando comprometer la continuidad del servicio de energía eléctrica.

Asimismo, a este reto se suma que generalmente los alimentadores instalados por el operador de red para atender la demanda de su área de influencia tienden a ser radiales y de gran extensión (particularmente para zonas rurales por las condiciones del terreno), lo que aumenta la probabilidad que algunos de los nodos del circuito no cumplan con los límites de tensión establecidos por la CREG. Esto impacta directamente la percepción del cliente con respecto al servicio prestado por el operador de red, además del mal funcionamiento de los equipos de los clientes y posibles daños, reclamaciones al operador de red y compensaciones económicas por la deficiente prestación del suministro de la energía eléctrica.

Según las condiciones establecidas por los entes reguladores y los equipos instalados por los operadores de red en sus sistemas de distribución, el problema se resume como la necesidad de la toma de decisiones sobre los ajustes operativos de equipos reguladores o compensadores de energía reactiva, en tiempos razonables que no comprometan la continuidad del servicio, sumado a la necesidad de contar con información suficiente y relevante que permita una toma de decisión eficaz sobre los ajustes en los equipos, garantizando los límites de tensión establecidos por la regulación técnica. La implementación de métodos de control tensión-reativa puede ser la solución al problema planteado, garantizando el uso de elementos de red disponibles en el mercado y que

generalmente se encuentran instalados en las redes eléctricas de los operadores de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

1.2. Antecedentes

El control de tensión-reativa resulta relevante para la operación de los sistemas de distribución de energía eléctrica, aportando al cumplimiento de regulaciones y la misma estabilidad del sistema eléctrico, mediante la utilización de métodos adaptados a diversos objetivos, a los equipos instalados y estrategias algorítmicas, tal como se evidencia continuación:

En (Sarfi y Livani, 2020) se propone un método de control-tensión para sistemas de distribución con generación distribuida, con el fin de optimizar la pérdida de energía y los costos de ajuste de los controles de los transformadores con OLTC, los reguladores de tensión y los bancos de capacitores. El artículo presenta tres algoritmos evolutivos basados en la sensibilidad utilizando un enfoque de optimización multiobjetivo para encontrar soluciones óptimas con una mayor precisión y menor tiempo de cálculo. También involucra al operador de red con la generación distribuida mediante los acuerdos de conexión para de esta manera implementar un sistema de pago que calcula los beneficios para los participantes de este control.

En (Wang et al., 2020) presenta una solución al problema de los modelos de red de los sistemas de distribución que pueden resultar incompletos o inexactos en la mayoría de los casos. Por tal razón, el artículo propone utilizar un algoritmo de aprendizaje profundo por refuerzo, que logra obtener escalabilidad, eficiencia y satisfacción de restricciones. De esta manera, se desarrolla la implementación de dos algoritmos, uno en base a la programación cónica entera mixta (MICP) que se fundamenta en que el problema de control de tensión-reativa se resuelve para varios periodos con tan solo encontrar la solución para uno de los periodos de demanda. El segundo algoritmo corresponde a una extensión del MICP de un solo período a múltiples períodos con un marco de control predictivo del modelo (MPC) durante un horizonte de planificación de 24 horas.

En (Zhang et al., 2021) se presenta un método novedoso para control de tensión-reativa donde se evita el uso del modelo de red y se utiliza el aprendizaje profundo por refuerzo para sistemas

de distribución con base en una deep Q-network (DQN). Este enfoque permite evitar el esfuerzo requerido por un modelo de optimización determinístico cuando las condiciones operativas son variables. El método de barrido hacia adelante y hacia atrás para sistemas de distribución trifásicos radiales proporciona resultados precisos de flujo de potencia en pocas iteraciones para el entorno de DRL (Deep Reinforcement Learning) lo cual proporciona una gran ventaja. Este método se evalúa en un sistema de 123 barras donde se obtienen resultados satisfactorios para el control de tensión y la reducción de las pérdidas de energía.

En (Pourjafari y Reformat, 2019) se presenta una solución del control tensión-reativa mediante un modelo de control predictivo (MPC, por sus siglas en inglés) basado en la regresión de vectores de soporte (SVR) y que utiliza mediciones de la operación utilizando infraestructura de medición avanzada (AMI). Se entrena un modelo SVR, después el MPC utiliza el modelo entrenado para controlar los equipos de la red para minimizar las pérdidas de potencia, manteniendo los perfiles de tensión en los límites establecidos. Este método no necesita la simulación de los circuitos para su funcionamiento y presenta resultados satisfactorios en pruebas en redes malladas o en presencia de recursos distribuidos.

En (Ahmadi et al., 2015a) se aborda una estrategia para aprovechar la información de las cargas, con miras en la implementación del control tensión-reativa para reducir las pérdidas de energía, el mejoramiento del perfil de tensión y la reducción de *conservation voltage reduction* (CVR). Se propone que el problema de control tensión-reativa puede ser modelado mediante la programación cuadrática restringida y que se resuelve eficientemente utilizando técnicas avanzadas del tipo cuadrático. Se obtienen resultados de reducción de pérdidas de hasta un 40 % y una reducción de la demanda total de hasta un 4,8 %.

En un grupo importante de trabajos se identifica la propuesta de métodos de control tensión-reativa considerando las aplicaciones en los sistemas de distribución con capacidades activas. Algunos trabajos como (Afandi et al., 2022), (Ju et al., 2022), (Azarnia y Rahimiyan, 2022), (Flores et al., 2022), (Haider y Annaswamy, 2022), (Xu et al., 2022), (Li et al., 2022), (Sun et al., 2022), (Wu et al., 2022), (Nguyen y Choi, 2022), (Sun et al., 2021), (Liu y Wu, 2021) y (Singh et

al., 2021) establecen estrategias de control que requieren de esquemas coordinados entre equipos, generadores y centros de control, que se consideran de alta inversión.

1.2.1. Equipos para el control tensión-reativa

Dentro de los elementos de red que instalan los operadores de red en el sistema eléctrico de potencia se encuentran transformadores con cambia taps, bancos de condensadores y reguladores de tensión (Vítor et al., 2020). Estos equipos son utilizados para los métodos de control tensión-reativa.

On-Load Tap Changer Transformer. El LTC (Load Tap Changer) equipa al transformador con terminales para implementar un cambio en la relación de transformación de tensión en condiciones sin carga del transformador, para el OLTC (On Load Tap Changer) tiene la misma filosofía del LTC, pero bajo la condiciones de carga en el transformador. Su mecanismo permite la operación del transformador sin interrupción del servicio (Cui et al., 2016), a diferencia del NLTC (No-Load Tap Changer) que debe operar sin carga. Por lo tanto, el uso de OLTC aumenta el costo para la implementación el control tensión-reativa, pero se obtiene como beneficio la no interrupción del servicio para los cambios de las posiciones de los taps que se pueden realizar de manera manual mediante el Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) (Vítor et al., 2020).

Step Voltage Regulator (SVR). Es un elemento que permite realizar regulación y control de tensión en la red eléctrica, mediante un autotransformador con el cual se puede reducir o aumentar el nivel de tensión en el lado secundario del SVR. Los cambios o ajustes al nivel de tensión se pueden realizar bajo carga y esto permite que no se impacten a los clientes durante la operación del SVR. De igual forma, estos equipos pueden ser instalados en las subestaciones o en los trayectos de las redes de distribución del operador de red, según la necesidad que se desee atender (Vítor et al., 2020).

Shunt Capacitor (SC). Son capacitores en derivación que son usados para el control tensión-reativa en los sistemas de potencia eléctrica, pueden ser instalados en las subestaciones o en el recorrido de los circuitos de distribución del operador de red. Se usan principalmente para mejorar la eficiencia y rendimiento inyectando a la red reactivos para disminuir la intensidad de la

corriente y con esto reducir las pérdidas de energía, liberar la capacidad del conductor y reducir la caída de tensión (Vítor et al., 2020).

1.2.2. Objetivos y variables utilizadas en el control tensión-reativa

Según las necesidades de los operadores de red, los métodos de control tensión-reativa pueden tener como finalidad resolver un problema u obtener un objetivo específico, aunque en la implementación también se puede plantear varios objetivos lo cual no sería una limitante, pero si pudiera aumentar la complejidad en la solución ocasionando que los métodos de optimización tengan una alta complejidad para su solución. De manera general, estos métodos buscan obtener la coordinación ordenada y acertada de los equipos de control tensión-reativa instalados sobre la red de distribución de energía eléctrica . Por esta razón, este trabajo de aplicación se define como objetivo de la implementación de los métodos de control tensión-reativa será: Mantener dentro los márgenes establecidos el valor de la tensión en cada uno de los nodos del sistema de distribución de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta que los equipos de red que van a ser utilizados en desarrollo del trabajo son el OLTC y SC para la implementación de los métodos de control de tensión y potencia es necesario la definición de las variables de control las cuales son:

- Posición del Tap en los transformadores OLTC
- Posición del Tap de SC

También es importante mencionar los límites o restricciones de las variables de control y del objetivo de la implementación del control tensión-reativa:

Variable del sistema	Límite Inferior	Límite superior	Paso del Tap
Tensión en los nodos	0,9 (pu)	1,1 (pu)	NA
Tap OLTC	0,9	1,1	0,01
Tap SC	0	1	0,1

Tabla 1. Límites para control tensión-reactiva

Por otra parte, al implementar un método robusto de optimización de control tensión-reactiva se debe tener en cuenta los parámetros de red, su modelado y configuración topológica. Es posible que los tiempos de respuesta para obtener los ajustes óptimos de las variables de control aumenten considerablemente y los resultados obtenidos no se puedan visualizar en tiempo real, retrasando la toma de decisiones y la operación del sistema eléctrico. De esta manera, un modelo basado en información aparece como solución para resolver la limitante que tienen los métodos robustos en la capacidad de procesamiento y la entrega de resultados. Los modelos basados en información son una estrategia que permiten obtener soluciones de manera rápida y de esta forma agilizar la toma de decisiones para la operación del sistema eléctrico de distribución (Huang et al., 2004).

Para las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica es necesario realizar combinaciones de sus sistemas de control con sus sistemas de operación para dar cumplimiento con las regulaciones del país o región donde se encuentra su área de influencia. De igual manera, se deben operar los SPE de manera eficiente y es por lo que dentro los objetivos planteados para el control tensión-reactiva como lo menciona (IEEE-Std-1885, 2022) se encuentran los siguientes:

- Mantener dentro los márgenes establecidos el valor del tensión en cada uno de los nodos del sistema potencia eléctrica (SPE) según lo defina la regulación.
- Disminuir la demanda eléctrica del SPE mediante la regulación de la tensión y flujo de potencia reactiva.

- Reducción de las pérdidas técnicas por la transmisión y distribución de energía eléctrica en el SPE.
- Controlar la demanda máxima del SPE mediante la reducción de tensión y el flujo de potencia reactiva.
- Disminuir la cantidad de operaciones de los elementos usados para el control tensión-reativa

Estos objetivos posibles en un método de control tensión-reativa puede beneficiar a un operador de red en la operación eficiente del sistema de distribución de energía eléctrica.

Para los operadores de red el perfil de tensión de su sistema eléctrico es de gran relevancia, esto debido a que es uno de los parámetros que permite evaluar la calidad del suministro de energía eléctrica prestado a los clientes. La evaluación de este parámetro puede ser definido por la regulación del país o región donde se encuentre el área de influencia del operador o en su defecto los estándares internacionales. Si por una condición del sistema eléctrico el perfil de tensión se encuentra fuera de los límites, esto puede ocasionar problemas tales como lo son: reducción en el rendimiento de los elementos de red, daños ocasionados a los servicios públicos y las cargas de los clientes industriales (equipos sensibles a los cambios de tensión), afectaciones a la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Es común que las condiciones operativas de un sistema eléctrico cambien debido al comportamiento del perfil de carga, el cual varía dentro de los periodos de demanda eléctrica del día. Algunas de las prácticas implementadas por los operadores de red para compensar los cambios de tensión del sistema eléctrico son: equilibrio de cargas, mejoramiento en la calidad de los conductores de red, compensaciones en las cargas especiales, reguladores de tensión en cabecera del circuito, entre otras que involucran la instalación de equipos de electrónica de potencia.

En la prestación del servicio de energía eléctrica por parte de los operadores de red, las pérdidas técnicas se asocian con los flujos de energía por los elementos de red como lo son transformadores de distribución y de potencia, las líneas de transmisión y los circuitos de distribución. Además, en la prestación del servicio de energía eléctrica se presentan las pérdidas no técnicas que son los

flujos de energía hurtados de la red, los cuales no son objeto de control por un método tensión-reactiva.

Las pérdidas técnicas son las que se presentan con la operación y entrega de energía a los clientes, donde están directamente relacionado el flujo de corriente por cada uno de los elementos de red que por su naturaleza presentan fenómenos resistivos. Para lograr la disminución de las pérdidas se pueden reemplazar los conductores de la red de distribución de energía eléctrica por otros con menor resistencia, reconfigurar la red o balanceo de las cargas en la red de distribución, disminución de la distancia entre la subestación y las cargas. Todas las acciones mencionadas anteriormente le representan un costo elevado para el operador de red y los beneficios no serían inmediatos. Es por esto que otra de las opciones es la disminución del valor de la magnitud de la corriente realizando una compensación del valor reactivo que circula por la red con la implementación de bancos de condensadores.

La implementación de técnicas para la reducción de pérdidas para los operadores de red permite dar cumplimiento a planes de mejora, reglamentaciones de los países o regiones, disminución en la compra de energía al sistema interconectado nacional (SIN), aumento en la energía disponible para vender a los clientes y posibles compensaciones por mejoramiento en la calidad del suministro de la energía eléctrica.

A medida que evoluciona la tecnología en el pasar del tiempo, los sistemas eléctricos van evolucionando de igual manera es por esta razón que se viene implementando las aplicaciones CVR, que se define como reducción de los niveles de tensión en la red con el objetivo de obtener una disminución en la demanda máxima de energía y un ahorro energético en la operación de los sistemas eléctricos. Por lo tanto, la implementación de CVR se alinea con los resultados que se busca obtener con la implementación del control tensión-reactiva. Uno de los principales retos en la implementación de un CVR consiste en la correcta evaluación de resultados, donde se debe evaluar la variación en la energía con respecto a los cambios de tensión. Ante las condiciones cambiantes de cargas, las variaciones de tensión en el sistema eléctrico, componentes de las cargas son desconocidas, modelos de cargas no exactos, integración de generación distribuida, entre

otras condiciones propias de la red hacen que la evaluación de CVR tenga una alta complejidad. En resumen, la implementación de el CVR se reduce en los siguientes aspectos técnicos: coordinación de dispositivos para el control de tensión y de potencia reactiva, evaluación de los efectos de la implementación de los efectos del CVR, coordinación entre la implementación de CVR y la integración de la generación distribuida.

1.2.3. Tipos de control tensión-reativa

Con los equipos mencionados previamente se realiza el control tensión-reativa para los sistemas de potencia eléctrica. La literatura menciona que los controladores pueden ser locales, centralizados o descentralizados (Vítor et al., 2020), y la implementación dependerá de la necesidad, objetivos y restricciones del sistema.

Con el avance de las tecnologías desde los años 1990 surgen nuevas formas de realizar el control tensión-reativa. Dentro de las clasificaciones se encuentra el control local que se fundamenta en la toma de decisiones de manera local para cada uno de los equipos con parametrizaciones propias sin tener en cuenta los demás equipos del sistema de potencia. El control descentralizado involucra los controladores locales asociados a una subestación y se intercomunican para la toma de decisiones, pero no tienen en cuenta la información de las demás subestaciones del sistema eléctrico de potencia. Finalmente el control centralizado que integra todos los controladores locales de cada una de las subestaciones del SPE mediante un Distribution Management System (DMS) para la implementación del control tensión-reativa (Mello et al., 2018).

Control tradicional. El control tradicional involucra la operación de los equipos de manera aislada, estática e individual con ajustes fijos, sin necesidad de coordinación con los demás equipos del sistema de potencia eléctrica. Se utilizan OLTC, SVR y SC para el control tensión-reativa, donde a cada uno de los equipos se les puede parametrizar un control teniendo en cuenta las experiencias de los operadores de red, comportamientos de la demanda con el fin de mantener los valores de la tensión en los rangos establecidos y mejorar el factor de potencia (Vítor et al., 2020).

La implementación de este control tensión-reativa tiene como principal ventaja su bajo costo, no es necesario tener comunicaciones y su operabilidad se puede realizar por medio de escalas en lo que hace referencia a los capacitores. Por otra parte, este control presenta desventajas en lo relacionado con la coordinación de los elementos, sin autocontrol y el operador no puede anular las acciones del control ante una reconfiguración de los circuitos alimentadores.

Control OLTC. Para la implementación de este control es necesario utilizar un AVR (Automatic Voltage Regulator), cuya función es valorar el nivel de tensión en el lado secundario del OLTC y si este se encuentra fuera de un rango establecido, el AVR da la instrucción al mecanismo del OLTC para modificar su posición y restablecer el valor de tensión. De igual forma, este método se puede implementar con la instalación de un compensador de caída de Línea (LDC por sus siglas en inglés Load Duration Curve), que permite estimar la caída de tensión del circuito y de esta forma modificar el Tap de los transformadores OLTC para garantizar la tensión para todas las cargas del sistema eléctrico de potencia (Vítor et al., 2020).

Dentro del control local se encuentra el tradicional y OLTC, esto debido a que la toma de decisiones se realiza con medidas locales y ajuste propios del equipo según parametrizaciones sin tener en cuenta otros equipos de la red. Esto implica que se pueden tener unas afectaciones en la cantidad de operaciones que realizan los equipos, reconfiguraciones de la red no necesarias y en un caso crítico la pérdida de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Control tensión-reativa basado en SCADA. Para la implementación de este control es necesario la medición y el control de los equipos instalados sobre la red como lo son SVR, OLTC y SC. Los ajustes del control tensión-reativa se realizan teniendo en cuenta a las reglas definidas generalmente por las experiencias del operador o estudios del sistema eléctrico. Las reglas se implementan en el SCADA mediante un script, el control tensión-reativa se realiza de manera independiente. En la práctica para el control de tensión se parametriza los equipos de OLTC y SVR con la medición de tensión en los nodos del sistema, para de esta forma se realice los ajustes necesarios. Para el control del flujo de potencia reactiva se realiza la operación de SC con el fin de realizar el control del factor de potencia y las pérdidas de energía en el sistema (Vítor et

al., 2020). Este control se encuentra dentro de los descentralizados al ser independiente el control tensión-reativa, y se debe parametrizar por subestación.

Control centralizado. Se puede definir como el control tensión-reativa más avanzado, debido a que involucra lo planteado en el control basado en SCADA e integra una optimización para la toma de decisiones. Es decir, integra el control tensión-reativa de todo el sistema en uno solo y con las medidas obtenidas busca las mejores acciones a realizar para lograr los objetivos. En términos específicos, existe una función de optimización que, dentro de un conjunto de soluciones posibles, encuentra la que mejor rendimiento tiene en lo referente al perfil de tensión y el flujo de potencia reactiva sobre el sistema teniendo en cuenta las restricciones operativas dadas por el sistema eléctrico de potencia. El algoritmo de optimización aplicado generalmente es centralizado y recibe las medidas en tiempo de real para su ejecución; una vez la función de optimización encuentra la solución óptima ejecuta las acciones mediante el SCADA y continúa haciendo la supervisión y control (Vítor et al., 2020).

1.3. Selección de un método de control tensión-reativa a partir de la revisión de literatura

El artículo seleccionado corresponde Integrated volt/Var control in modern distribution power systems based on support vector machines (Borozan et al., 2001) y se realiza mediante una revisión del estado del arte realizando los siguientes pasos:

- Búsqueda de artículos en las bases de datos de la Universidad Industrial de Santander que tengan relación con el control de tensión-reativa, involucrando diversos métodos de solución.
- Los artículos consultados son filtrados con la información del resumen, que se ajustaran a las necesidades de un operador de red y que resolvieran exigencias regulatorias.
- Finalmente, un análisis detallado de los documentos enfocados en los métodos que permitieran obtener una solución en el menor tiempo, con los recursos disponibles en los sistemas de distribución de los operadores de red y eficaz.

El artículo seleccionado proporciona una base para la implementación del método de control tensión-reativa, pero para el desarrollo de este trabajo se realiza dos ajustes en comparación a lo desarrollado en (Ahmadi et al., 2015b). El primer ajuste corresponde con la información utilizada para el entrenamiento de la SVM donde sera obtenida de un optimizador robusto basado en PSO, caso contrario a lo propuesto en el artículo, el cual menciona que la solución se da mediante un enfoque de programación cuadrática. El segundo ajuste corresponde con las medidas del sistema de distribución para la implementación, las cuales para el desarrollo de este trabajo corresponderán a puntos de medición localizados en la cabecera del circuito y los equipos reconectores insatados sobre la red.

2. Método de control tensión-reativa para sistema de distribución de energía eléctrica utilizando máquinas de soporte vectorial

Durante el desarrollo de este capítulo se presenta el diseño de la máquina de soporte vectorial para el control de tensión-reativa en sistemas de distribución de energía eléctrica, el procedimiento necesario para obtener los ajustes de óptimos de los taps mediante la implementación de algoritmo robusto PSO, el posterior entrenamiento de las SVM para la determinación de hiperparámetros de la SVM, finalizando su etapa de diseño. Por último, se propone el IEEE Std 1885-2022 para la evaluación de la implementación del control de tensión-reativa y la selección de las métricas para el desarrollo de este trabajo.

2.1. Control tensión-reativa utilizando máquinas de soporte vectorial (SVM)

La puesta en funcionamiento de la SVM del tipo regresión para el control tensión-reativa se ilustra en la Figura 1. La operación normal del sistema de distribución, las entradas de la SVM serán las mediciones de corrientes eficaces, tensiones en por unidad, potencia activa y potencia reactiva obtenidas de los puntos de medida ubicados en la de cabecera de la subestación y en los equipos reconectores instalados sobre la red. La SVM procesa esta información utilizando los hiperparámetros óptimos obtenidos en una fase previa de diseño de la SVM, para finalmente proveer una salida que consiste en los ajustes óptimos para los OLTC y SC, los cuales pueden ser configurados en los equipos instalados sobre el sistema de distribución. La SVM proporciona los valores de ajuste por cada conjunto de mediciones que el operador desee ingresar, como por ejemplo medidas agregadas en periodos de 1 minuto, 10 minutos o 1 hora.



Figura 1. SVM para control tensión-reativa en un sistema de distribución

A continuación se presentan los elementos a tener en cuenta en el diseño de la SVM. Estas están agrupadas dentro los algoritmos de Machine Learning que usan Kernels. Los algoritmos basados en SVM son de tipo aprendizaje supervisado y se utilizan ampliamente para la solución de problemas de clasificación y regresión. Los entrenamientos de las SVM pueden compararse con la solución de optimizaciones cuadráticas para ajustar los hiperplanos, ya que esto se debe a que se inicia con un producto escalar entre vectores multidimensionales de las entradas y de esta manera se construyen conjuntos de hiperplanos o, en su defecto, uno solo en un espacio dimensional. Estos algoritmos basados en SVM transforman las características de los datos, debido a que estas funciones asignan los datos en un espacio dimensional con el único fin que resulte más sencillo separar las clases después de la transformación. Para este proceso los datos no se tienen que transformar específicamente debido a que esto conllevaría un gran esfuerzo computacional que impactaría directamente en los tiempos de respuesta. Dentro de los Kernel utilizados por los algoritmos SVM se encuentran:

- Función de base radial (RBF) o gaussiana
- Lineal
- Polinómica
- Sigmoide

Para el diseño de la SVM en este trabajo, se selecciona la función de base radial (RBF) para ajustar el modelo y encontrar los hiperparámetros óptimos, como se menciona en (Ju et al., 2020). Existen diferentes enfoques de estimación de los hiperparámetros óptimos, como el método empírico de

Bayes, el método de estimación insesgada de Stein (SURE, de sus siglas en inglés), el método de verosimilitud marginal generalizada, el método de generalización método de validación cruzada (GCV, de sus siglas en inglés) que se encuentran mencionados en (Pedregosa et al., 2011). De igual forma, se puede realizar el escalamiento de los datos de manera logarítmica debido a que se cumple una de las condiciones donde los valores son mayores que cero y a diferencia del escalado lineal este abarca varios ordenes de magnitud.

Sobreajuste (overfitting)

Puede definirse como un comportamiento no esperado de los algoritmos SVM que es producido cuando el modelo de aprendizaje automático tiene resultados de predicciones precisos para los datos con los cuales fueron entrenados, pero al ser evaluados datos nuevos sus resultados tienen a estar fuera de lo esperado o erróneos.

De esta forma, el sobreajuste se produce cuando el modelo del SVM no se puede generalizar y su ajuste es muy alto para un mismo conjunto de datos de entrenamiento, dentro de las causas mas comunes que ocasiona este sobreajuste es que el tamaño de los datos es muy pequeño para representar con precisión todos los posibles datos de entrada, los datos entrenamiento son muy grandes con ruidos inherentes que son usados igualmente para el entrenamiento o en el caso mas critico el modelo es muy complejo lo cual con los datos de entrenamiento no es suficiente.

2.2. Determinación de ajustes óptimos usando PSO

El uso de un algoritmo robusto de optimización basado en PSO surge como respuesta a la necesidad de determinar los valores óptimos de ajuste en OLTC y SC en un sistema de distribución con una demanda dada y unas condiciones operacionales específicas. Estas condiciones operacionales, la demanda y los elementos de transporte en el sistema de distribución pueden ser considerados dentro de un entorno de modelado y simulación donde el algoritmo PSO cumple la función de determinar los valores óptimos de ajuste en OLTC y SC. Este algoritmo PSO utiliza la información de solución de los flujos de carga (valores de tensión, corriente y potencias) y determina los valores óptimos de ajuste en OLTC y SC, para cada escenario de demanda simulado.

Los algoritmos PSO pueden ser usados ampliamente para resolver problemas de optimización. De manera general, los algoritmos PSO están inspirados en el comportamiento de algunos animales, por ejemplo, la formación de bancos de peces o las bandadas de aves. De manera practica significa que existe una gran cantidad de soluciones al problema distribuidas en el espacio (Tan et al., 2020). De esta forma para el algoritmo PSO cada solución se representa como una partícula en el espacio que tiene una magnitud y orientación. Es necesario tener valores de entrada (partículas aleatorias) para dar inicio al proceso y después de esto se utiliza en una formula iterativa para actualizarse constantemente y encontrar la solución óptima. Para la actualización del método iterativo se utiliza una función que evalúa que tan cerca o alejados de la solución óptima se encuentra, para cada iteración la evaluación hace que cada partícula se adapte y mejore la posición en el espacio para llegar a la posición.

De esta forma, se debe parametrizar una función de evaluación para algoritmo de PSO y con esto mantener dentro los márgenes establecidos el valor de la tensión en cada uno de los nodos del sistema de distribución de energía eléctrica, la función objetivo esta descrita en la Ecuación (1):

$$\begin{cases} \text{minimizar} & f = \sum_{i=1}^n V_i - 0,9 \\ \text{s.t.} & 0,9 \leq V_i \leq 1,1 \end{cases} \quad (1)$$

Donde:

n = El número de nodos del sistema

V_i = Tensión en pu del nodo i

En la Figura 2 se describe el procedimiento de implementación del algoritmo robusto PSO para el control tensión-reativa: Inicialmente se definen los parámetros del algoritmo como los límites de las variables, número de iteraciones entre otras; seguidamente se generan de manera aleatoria los valores para los taps de los SC y el tap del OLTC que serán posteriormente validados en la ejecución del flujo de carga en OpenDSS y poder validar las restricciones de la tensión en cada uno de los nodos del sistema. Si la restricción no se cumple, se deberá generar valores aleatorios nuevos de los taps, para su respectiva ejecución del flujo de carga y continuar validando la restricción. Una

vez se cumple la restricción se evalúa en la función objetivo buscando obtener el mejor resultado individual y global de las partículas hasta dar cumplimiento al criterio de parada. El resultado del algoritmo corresponderá al vector de taps para el control de tensión-reactiva.

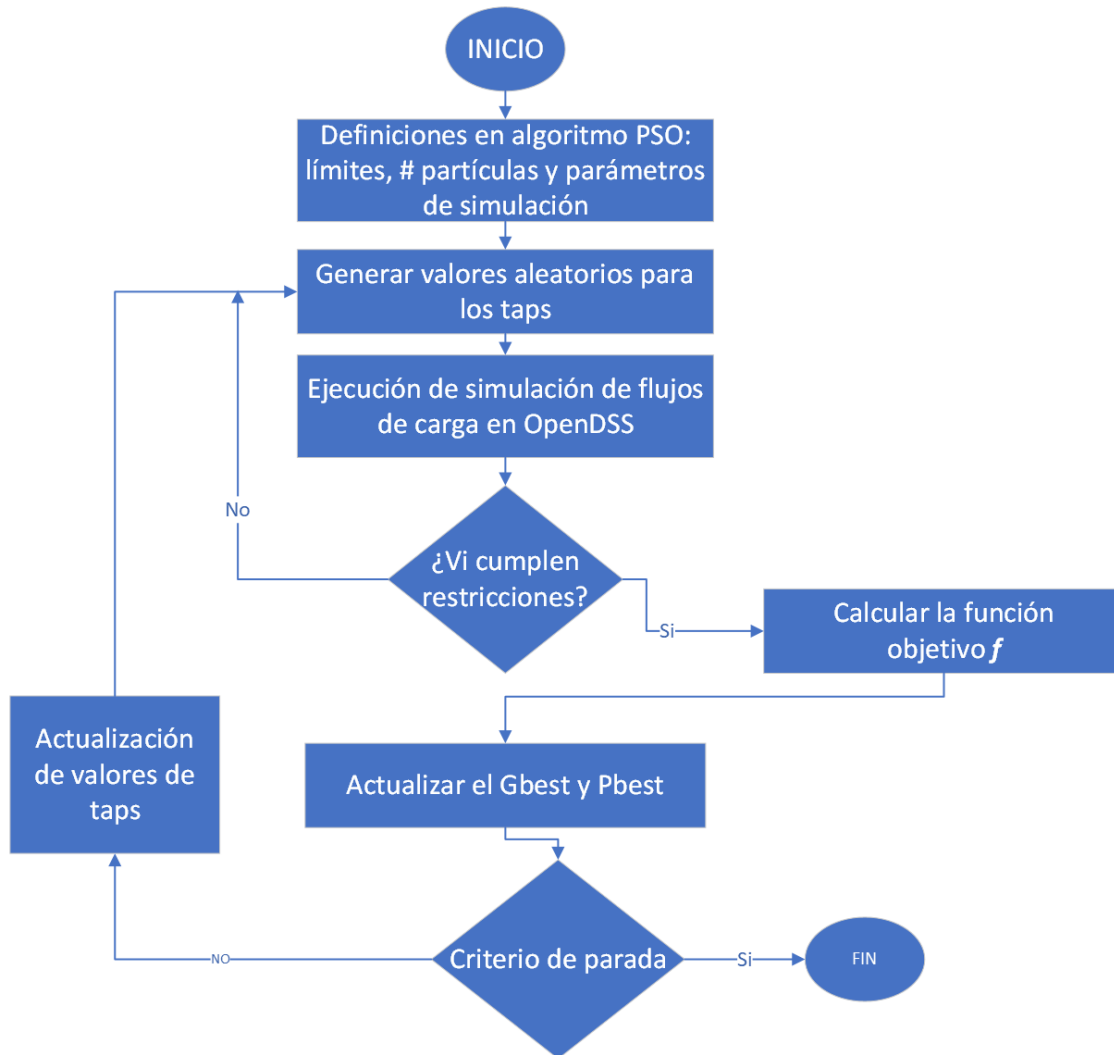


Figura 2. Diagrama de flujo para el control de tensión-reactiva con PSO

El proceso de implementación de la SVM queda descrito en la Figura 3, destacando que los datos de entrenamiento de la SVM son producto del algoritmo PSO implementado para el control tensión-reactiva.

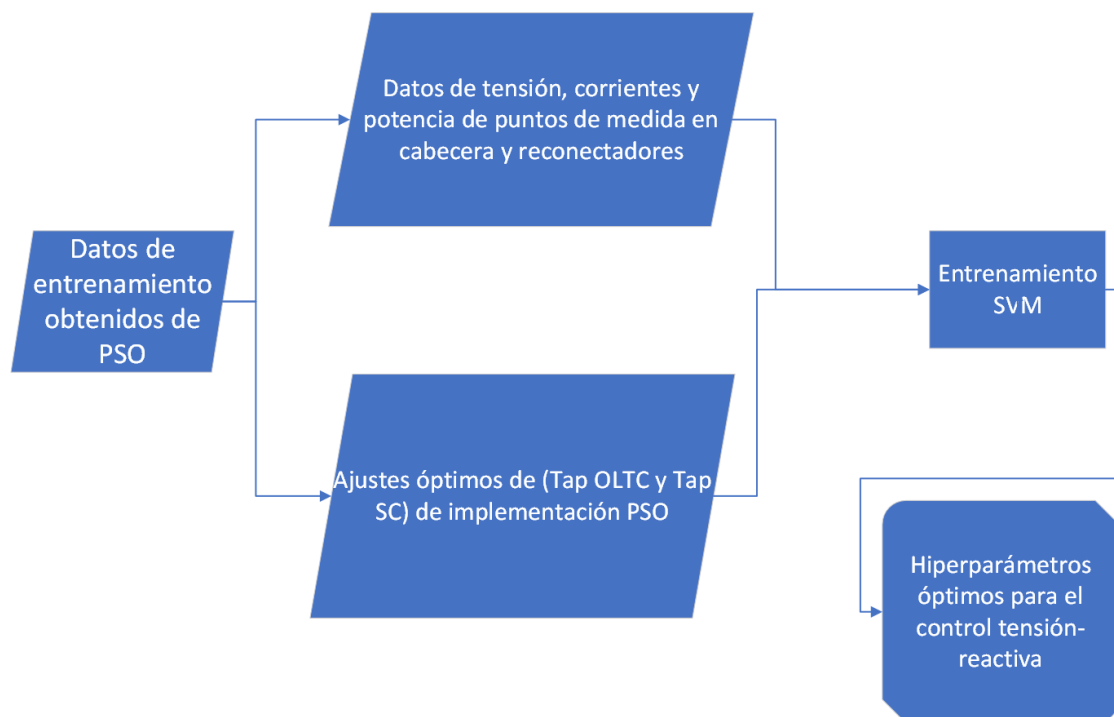


Figura 3. Entrenamiento de la SVM para control tensión-reactiva

2.3. Criterios para la evaluación de desempeño del control tensión-reactiva con base en el IEEE Std 1885-2022

Ante la aplicación de métodos de control tensión-reactiva en sistemas de distribución, es posible realizar una evaluación de los resultados siguiendo los lineamientos del IEEE Std 1885-2022 que establece la manera de evaluar, medir y verificar el control y la optimización Volt-Var en sistemas de distribución mediante métodos prácticos teniendo en cuenta los beneficios y el impacto sobre la demanda de energía eléctrica (IEEE-Std-1885, 2022). Para determinar el desempeño de un método de control tensión-reactiva pueden utilizarse las métricas y KPI descritos en el estándar, dependiendo de la necesidad las empresas de servicios públicos y los objetivos que se deseen evaluar, estas métricas son descritas a continuación.

Reducción porcentual en la tensión promedio al aplicar control tensión-reactiva. Para la aplicación de esta métrica se realiza la medición de tensión en cada uno de los nodos ya sea

por fase o de manera trifásica para los sistemas. Es decir, se debe realizar una medición antes de la implementación del control de tensión-reactiva y después de aplicar el mismo en el sistema de distribución de energía eléctrica.

Porcentajes de horas en que el cliente esta fuera de los límites especificados. Se debe realizar una medición de tensión para el cliente, medir la cantidad de horas en las cuales se encuentra fuera del límite de tensión establecidos. En la práctica para una medición de este tipo, de debería realizar con la ayuda de la medición inteligente AMI que esta tomando fuerza en su implementación en los sistemas eléctricos colombianos.

Factor CVR o relación de cambio de demanda / tensión.. Se debe realizar una medición en el tiempo del total de MW, MVAR, MVA, MWh y MVARh en todos los nodos del sistema, para de la misma forma realizar la medición del valor de la tensión en los nodos en el tiempo para realizar la relación de cambio de demanda con respecto al cambio de la tensión.

Cambio porcentual en la demanda máxima. Se realiza la medición de los megavatios y megavatios-hora entregados al circuito de distribución de energía eléctrica y según sea necesario para determinar la demanda y el ahorro de energía para cada circuito mientras el control tensión-reactiva está activo o inactivo.

Energía ahorrada cuando se aplica control tensión-reactiva. Se realiza la medición de MVA y MVAh entregados por la subestación que alimenta al circuito. Se debe realizar la medición y almacenar los datos para los estados ON y OFF del control de tensión-reactiva

Porcentaje de reducción de pérdidas. Se realiza la medición de MW y MWh entregados por la subestación que alimenta al circuito y el de las cargas para con la diferencia estimar el valor de las pérdidas técnicas del sistema de distribución de energía eléctrica.

Porcentaje de horas en que el control de tensión estuvo activo. Se debe almacenar la cantidad de horas en las cuales el control de tensión se encuentra activo durante la ventana de evaluación.

Cambio porcentual en las operaciones del cambia tomas de OLTC y SVR. Se debe supervisar y almacenar las posiciones de los taps de los OLTC y SVR para contar las operaciones

mientras el control de tensión-reativa se encuentre en estado ON-OFF.

Cambio porcentual en las operaciones del cambia tomas del SC. Se debe supervisar y almacenar las posiciones de los taps de los SC para contar las operaciones mientras el control de tensión-reativa se encuentre en estado ON-OFF.

Teniendo en cuenta lo mencionado en el estándar (IEEE-Std-1885, 2022), se define para el desarrollo de este trabajo tres métricas que irían de acuerdo a las necesidades de un operador de red, las cuales son: Cambio porcentual en la demanda máxima, porcentaje de reducción de pérdidas que son indicadores que pueden ser medidos por el operador de red con sus herramientas actuales, por otra parte se selecciona reducción porcentual en la tensión promedio al aplicar control tensión-reativa lo cual en el trabajo se realizaría mediante simulación y en un futuro con el avance de la infraestructura de medición se podrá realizar la medición de este variable.

3. Casos de estudio y discusión de resultados

3.1. Sistema de prueba IEEE 69-barras

El sistema de distribución de prueba IEEE-69 es un sistema trifásico con característica operativa de tipo balanceada, ampliamente utilizado para la puesta a prueba de métodos de gestión operativa mediante simulación. Su topología se ilustra en la Figura 4. Se resalta que se ha modificado agregando un transformador en la cabecera del circuito con una capacidad instalada de 13 MVA, conectado como reductor con nivel de tensión en alta de 44 kV y en el devanado de baja tensión de 12,66 kV. Este transformador incorpora un OLTC con 20 pasos instalado en el lado de alta tensión.

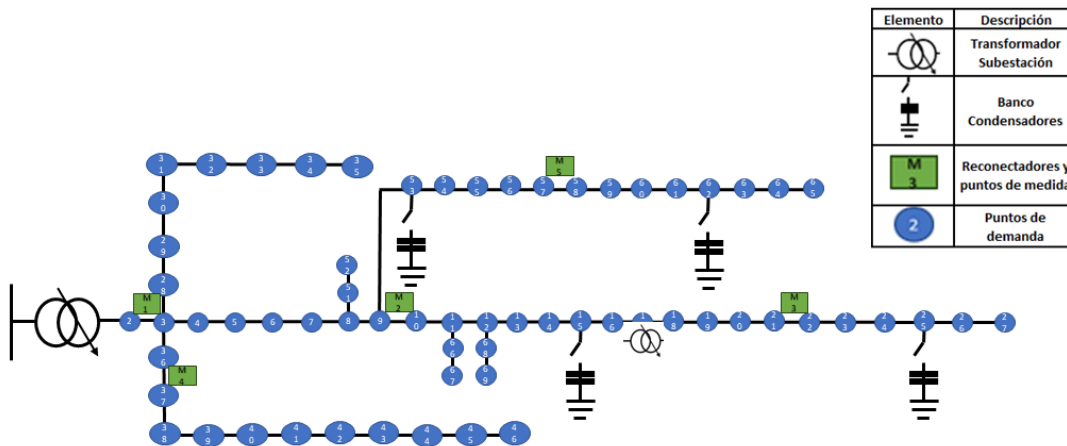


Figura 4. Sistema de distribución IEEE 69-barras

Además, se agregaron 4 bancos de SC con 10 pasos cada uno. Información complementaria se presenta en la Tabla 2:

Capacitor	Nodo de conexión	Capacidad [<i>MVAR</i>]	Paso del Tap
C1	15	1	0,1
C2	25	1	0,1
C3	53	1	0,1
C4	62	1	0,1

Tabla 2. Bancos de SC instalados en el sistema IEEE 69-barras

Respecto al modelado en OpenDSS, todas las cargas se ajustan al modelo #4 establecido en la configuración del simulador de flujo de carga por el cual se establecen las tasas de cambio calculadas como: el cambio en pu de las potencias activa (*cvrwatts*) y reactiva (*cvrvars*) dividido por el cambio en pu de la tensión (IEEE-Std-1885, 2022). Acorde con (Azualalam et al., 2016), los resultados de un estudio de diferentes tipos de cargas establecen que valores de *cvrwatts* y *cvrvars* típicos son 0,72 y 2,96 respectivamente, para un tipo de carga residencial. Estos valores *cvrwatts*= 0,72 y *cvrvars*= 2,96 son establecidos para las cargas en el caso de estudio de este trabajo de aplicación. La demanda máxima corresponde a 10,38 MW y 7,4 MVAR para el caso base, tomando en este caso valores de demanda en cada carga acorde con los valores especificados en (Savier & Das, 2007).

3.2. Procesamiento de los datos de entrenamiento requeridos para el diseño de las SVMs

Los datos de entrenamiento de la SVM se obtienen del algoritmo PSO para todos los periodos de demanda horaria, es decir, 24 periodos. Para evitar el sobreajuste y un rendimiento eficaz del control tensión-reativa, en este trabajo de aplicación se plantea la implementación de tres SVMs, tal como lo ilustra la Tabla 3. Esta decisión se toma después de algunos procesos de entrenamiento en los cuales los resultados presentaron una baja eficacia, principalmente en el caso donde se

realizaba el entrenamiento de una única SVM para todos los periodos de demanda.

SVM	Periodo de la demanda	Límite inferior de la demanda	Límite superior de la demanda
1	Baja	0,1	0,4
2	Media	0,4	0,7
3	Alta	0,7	1

Tabla 3. SVMs acorde a niveles de demanda agregada

Los datos de entrenamiento se generan estableciendo escenarios de demanda dentro de la clasificación mencionada en la Tabla 3. Se realiza las simulaciones para diferentes demandas promedio (promedio calculado usando las demandas individuales de cada carga en cada nodo) que van desde 0,1 pu hasta 1 pu, con pasos de 0,001. En total se obtienen 903 escenarios de demanda, repartidos en la misma cantidad de 301 escenarios para baja, media y alta demanda. En los 903 escenarios, el algoritmo PSO determina los ajustes óptimos de los Tap de los SC descritos en la Tabla 2 y del OLTC del transformador de la subestación. Los valores de los ajustes óptimos corresponden a las variables de salida de la SVM y las variables de entrada se obtienen de la simulación en OpenDSS del modelo IEEE 69-barras sin la aplicación del control tensión-reativa. Una vez finalizada la etapa de entrenamiento de las SVMs, los valores de los hiperparámetros óptimos obtenidos en cada máquina de aprendizaje se presentan en la Tabla 4.

SVM	Kernel	Hiperparámetro C	Hiperparámetro gamma
1	RBF	0,0123284	0,497702
2	RBF	0,464158	10,0
3	RBF	0,040370	0,017475

Tabla 4. Hiperparámetros óptimos de las SVMs diseñadas

Con el fin de tener un escenario cercano a la gestión operativa que debe desarrollar un

operador de red en Colombia, las mediciones propuestas en este trabajo de aplicación, siendo los descriptores de entrada de la SVM, se describen en la Tabla 5 y se ilustran los puntos de medida en la Figura 4. La tensión medida en cada equipo, corresponde a una única tensión eficaz línea-tierra, esto debido a la condición balanceada del sistema de distribución. De forma similar, la corriente medida corresponde al valor eficaz tomado de una única línea. Por otro lado, las potencias activas y reactivas se consideran trifásicas.

Puntos de medida	Mediciones obtenidas
M1 (cabecera)	V [V] I [A] P [W] Q [VAR]
M2 (reconectador)	V [V] I[A]
M3 (reconectador)	V [V] I[A]
M4 (reconectador)	V [V] I[A]
M5 (reconectador)	V [V] I[A]

Tabla 5. Mediciones para el entrenamiento de las SVMs

Los conjuntos de datos se agrupan acorde a la clasificación de los niveles de demanda según lo descrito en la Tabla 3. Por tanto, se cuenta con 301 escenarios de demanda para ser utilizados en el entrenamiento de cada una de las SVM (una SVM para baja, media y alta demanda). Este entrenamiento se realiza en el software Python haciendo uso de la librerías sklearn.

3.3. Evaluación de desempeño del control tensión-reativa con las SVMs diseñadas

Para la evaluación del desempeño de las SVMs, se genera de manera aleatoria nuevos escenarios de demanda diferentes a los utilizados en el entrenamiento. Con este fin, se define una curva de demanda diaria de un circuito de estrato 3 residencial y se presenta en la Figura 5.

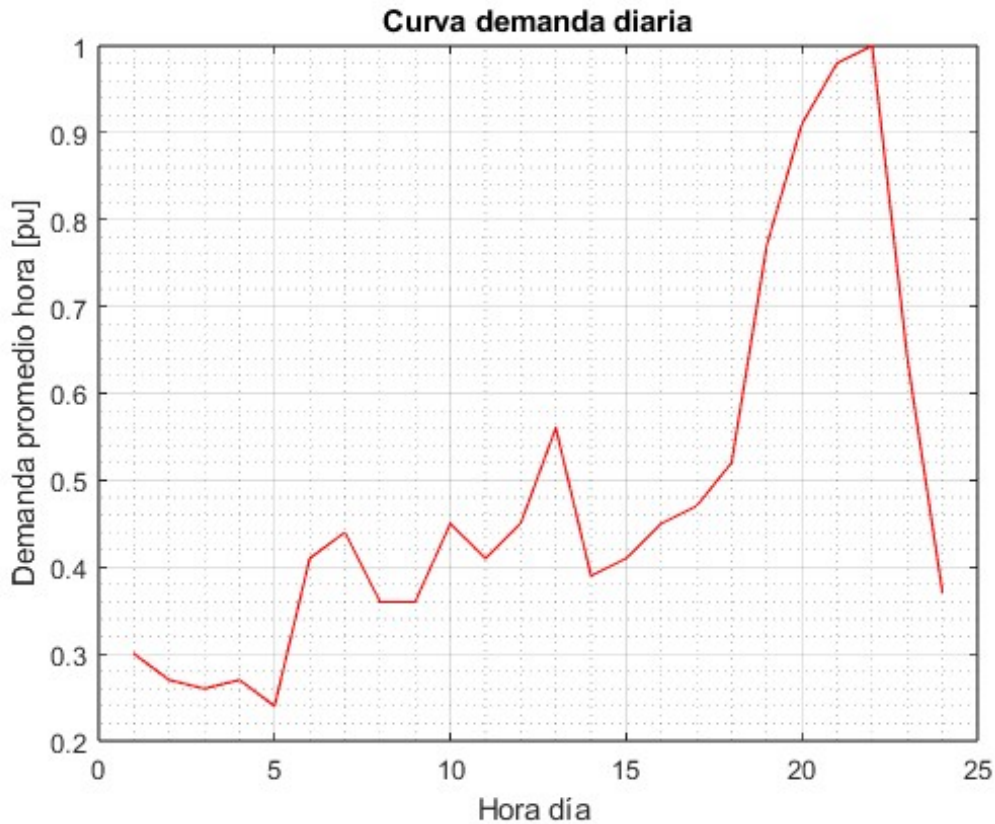


Figura 5. Curva de demanda diaria: estrato 3

Los escenarios aleatorios de prueba para cada uno de los periodos de la demanda se generan utilizando la distribución de probabilidad Weibull, donde se considera que la media de la distribución será igual al valor demanda para cada periodo, de la Figura 5. La desviación estándar se toma igual al 10% tomando en consideración un caso de dispersión moderada, aspecto que resulta consistente con la clasificación de las tres zonas de baja, media y al alta demanda. Para cada uno de los periodos horarios de demanda se generan de manera aleatoria 417 escenarios y en cada punto de medida mencionado en la Tabla 5, se extraen los descriptores que se convierten en entradas de la SVM respectiva. Tomando en consideración los 24 periodos horarios del día, un total de 10.008 escenarios son obtenidos, siendo esta una cantidad técnicamente aceptada en estudios de Monte Carlo como el realizado en esta etapa de evaluación de desempeño del control tensión-reativa. El desempeño del sistema de distribución IEEE 69-barras sin la implementación del control tensión-

reactiva se muestran en la Tabla 6. Se presentan las pérdidas promedio de potencia y la potencia promedio en kVA que suministra la subestación, para cada uno de los periodos de la demanda y tomando en consideración los resultados del flujo de cargas en los 417 escenarios respectivos de cada periodo. Así en la Tabla 6, se presentan para la tensión los principales estadísticos: min, Max y percentiles, estos son calculados para los 417 escenarios para cada periodo y para el total de tensiones en las barras del sistema, es decir para un total de $417 \times 69 = 32.223$ datos.

Periodo	Pérdidas (kW)	Tensión (pu)					Potencia (kVA)
		Min	P ₂₅	P ₅₀	P ₇₅	Max	
1	85,7484	0,9264	0,9475	0,9678	0,9818	0,9991	3738,96
2	68,8529	0,9316	0,9537	0,9711	0,9837	0,9992	3367,86
3	62,6365	0,9362	0,9559	0,9724	0,9845	0,9992	3222,72
4	68,3343	0,9322	0,9541	0,9713	0,9838	0,9991	3354,91
5	50,5049	0,9387	0,96	0,9754	0,9861	0,9993	2923,74
6	157,261	0,8986	0,9287	0,956	0,9753	0,9986	5061,87
7	178,325	0,8924	0,9243	0,9532	0,9736	0,9989	5390,38
8	121,225	0,9112	0,9376	0,9615	0,9784	0,9989	4439,22
9	121,571	0,911	0,9373	0,9614	0,9784	0,9988	4448,04
10	186,303	0,8911	0,9225	0,9521	0,9729	0,9988	5510,48
11	157,915	0,8976	0,9288	0,956	0,9752	0,9988	5070,73
12	187,497	0,8889	0,9222	0,9518	0,9729	0,9985	5533,02
13	279,774	0,8669	0,9039	0,9406	0,9666	0,9981	6780,1
14	145,077	0,9042	0,9314	0,9578	0,9763	0,9988	4860,66
15	158,841	0,8996	0,9283	0,9558	0,9751	0,9988	5087
16	186,678	0,8905	0,9223	0,9519	0,973	0,9986	5519,2
17	201,894	0,8846	0,919	0,9501	0,9718	0,9985	5743,21
18	246,507	0,8766	0,9102	0,9445	0,9686	0,9984	6354,11
19	487,534	0,82	0,8726	0,9204	0,9544	0,9979	9039,89
20	657,644	0,7917	0,85	0,9056	0,9448	0,9969	10647,9
21	741,507	0,7856	0,8408	0,8995	0,9408	0,9967	11334,6
22	768,58	0,7802	0,8375	0,8976	0,9396	0,9965	11545,6
23	352,578	0,8455	0,8919	0,9333	0,9622	0,9981	7621,32
24	128,239	0,9084	0,9361	0,9604	0,9778	0,9988	4566,62

Tabla 6. Resultados del sistema IEEE 69-barras sin control tensión-reativa

Los valores de las métricas evaluadas demuestran que el sistema de distribución presenta violaciones en las restricciones, principalmente en los periodos comprendidos entre el 10 y el 23, con mayor impacto en los de mayor demanda.

3.3.1. Resultados del control tensión-reativa: caso base

Los ajustes óptimos de los taps del OLTC y los SC son el resultado de la implementación del control tensión-reativa en la máquina de soporte de vectorial, donde los descriptores de entrada son los mencionados en la Tabla 5. Cada resultado de los ajustes de los taps es discretizado para que se ajuste a las condiciones técnicas de los elementos. Los resultados que sintetizan la evaluación de desempeño considerando los valores de tensión, la potencia promedio suministrada por la subestación y las pérdidas promedio de potencia se muestran en la Tabla 7.

Los resultados evidencian una reducción en la potencia promedio suministrada por la subestación con respecto al escenario sin control tensión-reativa, pasando de 141,162 MVA a 126,073 MVA durante los 24 periodos de demanda horaria. Para los periodos de alta demanda se evidencia una reducción en la potencia reactiva del sistema, un aumento en la potencia activa en comparación con lo observado en la Tabla 6 donde no se cuenta con el control tensión-reativa. Las pérdidas promedio de potencia también se reducen, pasando de 5801,03 kW a 4633.208 kW en el total diario.

Periodo	Pérdidas (kW)	Tensión (pu)					Potencia (kVA)
		Min	P ₂₅	P ₅₀	P ₇₅	Max	
1	75,5229	0,9124	0,9312	0,9431	0,9497	1,0003	3044,81
2	68,7688	0,9177	0,9361	0,9465	0,9516	1,0004	2778,06
3	67,0830	0,9209	0,9377	0,9477	0,9524	1,0003	2684,13
4	68,6621	0,9184	0,9363	0,9466	0,9517	1,0003	2769,24
5	64,6632	0,9234	0,9419	0,9503	0,9538	1,0004	2505,09
6	119,207	0,9323	0,9651	0,9826	0,9927	1,0024	4248,85
7	131,871	0,9232	0,9601	0,9790	0,9901	1,0050	4565,65
8	91,8336	0,8964	0,9220	0,9373	0,9460	0,9999	3595,03
9	91,9483	0,8962	0,9216	0,9371	0,9460	0,9999	3602,46
10	137,413	0,9219	0,9577	0,9778	0,9896	1,0046	4681,22
11	119,588	0,9311	0,9651	0,9826	0,9927	1,0037	4256,87
12	137,938	0,9175	0,9576	0,9771	0,9895	1,0014	4701,09
13	200,162	0,8961	0,9358	0,9645	0,9823	0,9994	5933,03
14	112,516	0,9347	0,9675	0,9851	0,9940	1,0042	4063,92
15	120,356	0,9334	0,9649	0,9825	0,9926	1,0037	4272,13
16	137,406	0,9184	0,9575	0,9774	0,9895	1,0024	4689,41
17	147,302	0,9155	0,9523	0,9749	0,9884	1,0014	4908,97
18	176,988	0,9066	0,9433	0,9682	0,9846	1,0001	5507,46
19	378,959	0,9096	0,9777	1,0157	1,0432	1,0682	8833,76
20	551,422	0,8858	0,9519	0,9982	1,0332	1,0583	10618,6
21	633,065	0,8757	0,9382	0,9939	1,0292	1,0583	11372,6
22	651,998	0,8600	0,9359	0,9926	1,0284	1,0621	11543,2
23	253,457	0,9535	0,9982	1,0305	1,0524	1,0675	7200,59
24	95,0702	0,8919	0,9204	0,9361	0,9453	0,9998	3697,21

Tabla 7. Resultados del sistema IEEE 69-barras con control tensión-reativa

3.3.2. Resultados del control tensión-reativa: caso con generación distribuida

Con las mismas SVMs diseñadas inicialmente y especificadas en la Tabla 5, se realiza una evaluación de sensibilidad para el escenario donde se considera la entrada de generación distribuida (GD) al sistema de distribución. Teniendo en cuenta lo implementado en el artículo (Alam et al., 2018) donde se realiza una localización óptima de la GD en el sistema IEEE 69-barras, se conecta la generación fotovoltaica con las características descritas en la Tabla 8. Se considera que la generación está activa en los periodos de demanda horaria desde 06 hasta 18.

Nodo de conexión GD	GD Instalada (kW)
27	400
61	640
65	1400

Tabla 8. Información de la generación distribuida conectada al sistema de prueba

Los resultados estadísticos de la tensión muestran un comportamiento favorable, donde los nodos se mantienen dentro del rango establecido y las pérdidas de energía y demanda tienen una reducción notoria con la implementación del control tensión-reativa en presencia de generación distribuida en el sistema. Las pérdidas pasan de 2328,87 kW en los periodos analizados, en el escenario sin control de tensión-reativa y tampoco GD, a 866,5854 kW para el escenario con control de tensión-reativa y presencia de GD.

Periodo	Pérdidas (kW)	Tensión (pu)					Potencia (kVA)
		Min	P ₂₅	P ₅₀	P ₇₅	Max	
6	66,8580	0,9763	0,9923	0,9956	0,9998	1,0755	1856,15
7	63,4638	0,9673	0,9894	0,9931	0,9972	1,0745	2198,92
8	76,0880	0,9874	0,9970	0,9998	1,0050	1,0777	1338,12
9	75,8579	0,9854	0,9972	0,9998	1,0050	1,0768	1341,70
10	63,4752	0,9647	0,9888	0,9928	0,9972	1,0733	2245,91
11	66,9481	0,9740	0,9925	0,9957	0,9998	1,0690	1847,38
12	63,3619	0,9659	0,9886	0,9928	0,9972	1,0768	2263,76
13	65,6100	0,9392	0,9766	0,9846	0,9892	1,0519	3499,05
14	70,1658	0,9792	0,9945	0,9974	1,0018	1,0712	1622,80
15	67,4565	0,9753	0,9925	0,9958	1,0002	1,0804	1831,33
16	63,0163	0,9643	0,9884	0,9926	0,9969	1,0688	2297,63
17	61,9549	0,9603	0,9866	0,9911	0,9953	1,0621	2513,68
18	62,3284	0,9511	0,9810	0,9874	0,9916	1,0528	3088,62

Tabla 9. Resultados del sistema de prueba con control tensión-reativa y GD

3.3.3. Resultados del control tensión-reativa: caso uso de mediciones AMI

En esta caso se realiza un nuevo diseño de las SVMs, ya que entrenan considerando como descriptores de entrada los ya mencionados las Tablas (5) y adicionalmente se agregan los descriptores de las medidas de P [W] de las cargas del sistema que serían hipotéticamente obtenidas de las mediciones de una infraestructura AMI en el sistema de distribución. Por tanto, los descriptores de entrada son en total 80, un conjunto de datos mayor en comparación con diseño inicial de las SVMs que utilizan 12 descriptores de entrada.

La Tabla 10 presenta resultados de aplicar estas nuevas SVMs, que son producto de agregar los descriptores de las medidas de potencia activa de cada una de las cargas para obtener los ajustes óptimos de los OLTC Y SC. Estos resultados presentan un buen comportamiento en el mejoramiento del perfil de tensión cumpliendo las restricciones. Por otra parte, el comportamiento de la potencia suministrada por la subestación y las pérdidas no presentan una mejora notable en comparación con los resultados ya obtenidos en la Tabla 7. Las pérdidas disminuyen hasta 4695,89 kW / día y la potencia promedio suministrada por la subestación es de 126,509 MVA / día.

Periodo	Pérdidas (kW)	Tensión (pu)					Potencia (kVA)
		Min	P ₂₅	P ₅₀	P ₇₅	Max	
1	74,6782	0,9107	0,931	0,9431	0,9493	1,0003	3041,77
2	69,4016	0,916	0,9364	0,9467	0,9517	1,0004	2781,81
3	68,0718	0,9209	0,9383	0,948	0,9526	1,0003	2690,86
4	69,2905	0,9166	0,9365	0,9467	0,9518	1,0003	2772,61
5	66,4327	0,9234	0,9425	0,9507	0,9541	1,0004	2519,59
6	121,081	0,9307	0,9664	0,9834	0,9932	1,003	4249,38
7	133,354	0,9223	0,9607	0,9801	0,9902	1,0057	4562,04
8	89,7384	0,8948	0,921	0,9366	0,9455	1	3592,74
9	89,8122	0,8945	0,9207	0,9363	0,9454	0,9999	3600,31
10	138,45	0,9221	0,9583	0,9785	0,9895	1,0053	4678,22
11	121,185	0,9284	0,966	0,9833	0,9929	1,0043	4258,42
12	139,117	0,9168	0,958	0,9782	0,9895	1,002	4697,5
13	200,832	0,8964	0,9361	0,9644	0,9822	0,9994	5931,46
14	115,074	0,9349	0,9689	0,9854	0,9945	1,0049	4067,46
15	122,543	0,9334	0,9662	0,9833	0,993	1,0043	4272,65
16	138,665	0,9213	0,9583	0,9784	0,9894	1,0031	4685,59
17	147,749	0,9158	0,9528	0,975	0,988	1,002	4907,66
18	177,481	0,9041	0,9424	0,9688	0,9845	1,0007	5506,54
19	377,581	0,9117	0,9787	1,0159	1,0436	1,0707	8813,55
20	563,529	0,8805	0,948	0,9971	1,0325	1,058	10729,4
21	650,773	0,8735	0,9366	0,9918	1,0283	1,0545	11536,4
22	678,822	0,8672	0,9324	0,9898	1,027	1,0528	11785,3
23	249,188	0,9495	0,9986	1,0311	1,0528	1,0736	7131,62
24	93,0366	0,8919	0,9195	0,9354	0,9448	0,9999	3696,34

Tabla 10. Datos del sistema de prueba con control tensión-reativa y AMI

3.3.4. Cumplimiento de restricciones en la operación del control tensión-reactiva

El desempeño de las SVMs para el control tensión-reactiva con un enfoque de optimización (VVO, por sus siglas en inglés) es evaluado con especial interés en los escenarios por periodo y la cantidad de nodos del sistema que no cumplan las restricciones de tensión. La Figura 6 detalla los resultados del porcentaje de nodos con tensiones fuera del límite establecido, para cada periodo evaluado. Tal como se esperaba del impacto positivo de la GD en el mejoramiento de los perfiles de tensión, se resalta un porcentaje de 100% con cumplimiento de restricciones de tensión con implementación control tensión-reactiva en presencia de GD.

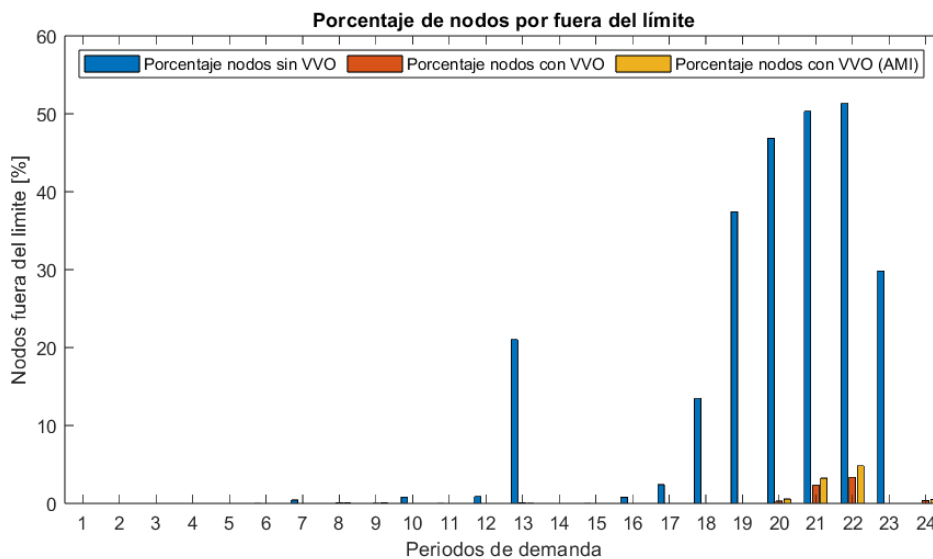


Figura 6. Porcentaje de nodos con incumplimiento de restricciones de tensión

3.4. Evaluación del control tensión-reactiva según el IEEE Std 1885-2022

Teniendo en cuenta lo mencionado en el numeral 2.5 se evalúa los resultados de la implementación del control tensión-reactiva en el sistema de prueba. Los resultados representan los cambios en las variables del sistema de distribución de energía eléctrica y los beneficios que pueden tener para los operadores de red su implementación.

3.4.1. Métricas de evaluación de la tensión en el sistema de distribución

En las Figuras 7, 8, 9 y 10 se presentan las distribuciones de los resultados de los valores de tensión promedio para cada uno de los periodos de la demanda. Se permite realizar una comparación entre los escenarios sin control tensión-reativa, con control tensión-reativa incorporando mediciones de AMI. Es notorio en las Figuras 9 y 10, que corresponden a los periodos de alta demanda, que sin el control tensión-reativa se experimentan desviaciones de la tensión fuera los límites regulatorios.

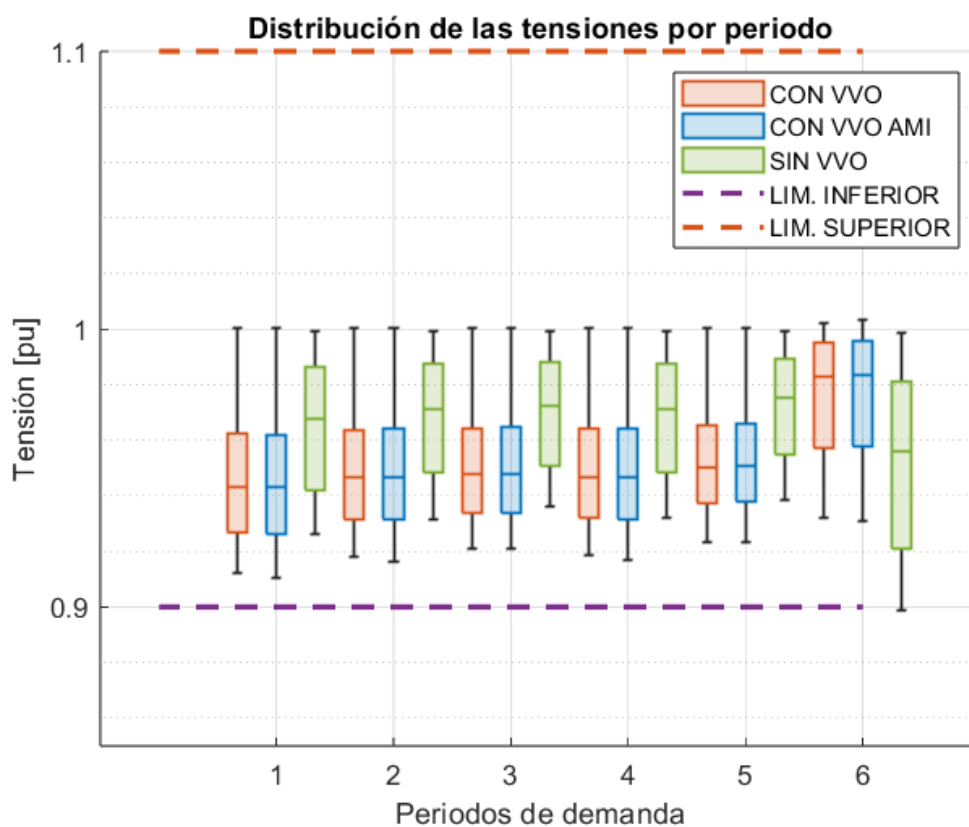


Figura 7. Tensión promedio en los periodos 1 al 6

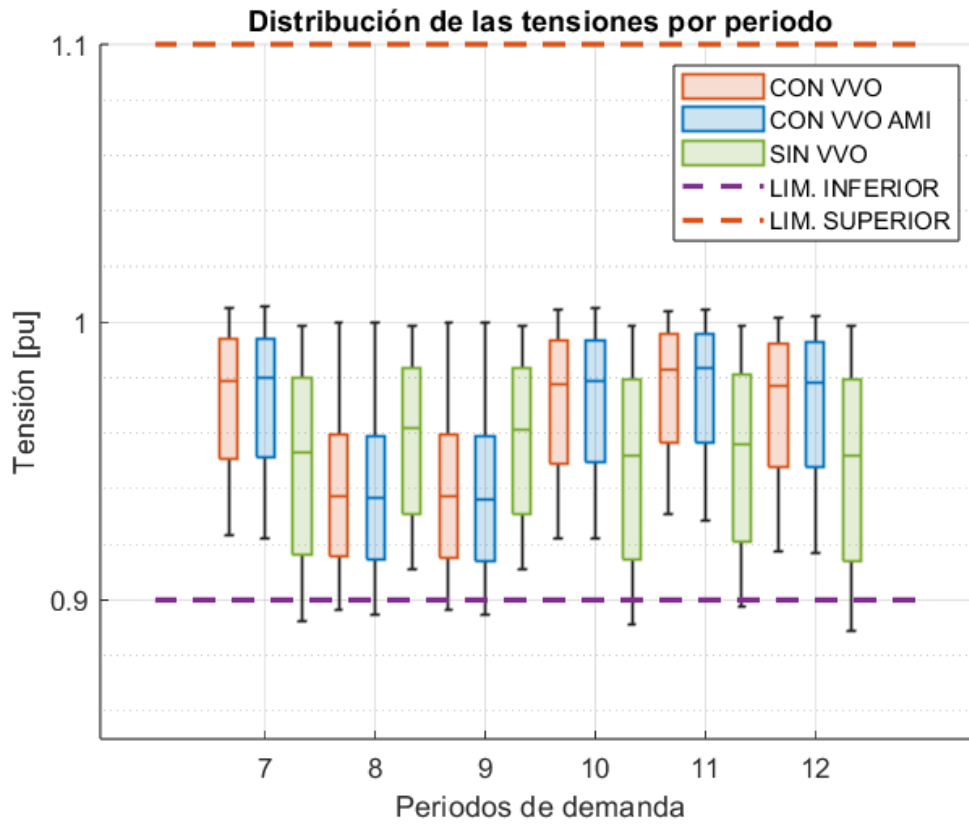


Figura 8. Tensión promedio en los periodos 7 al 12

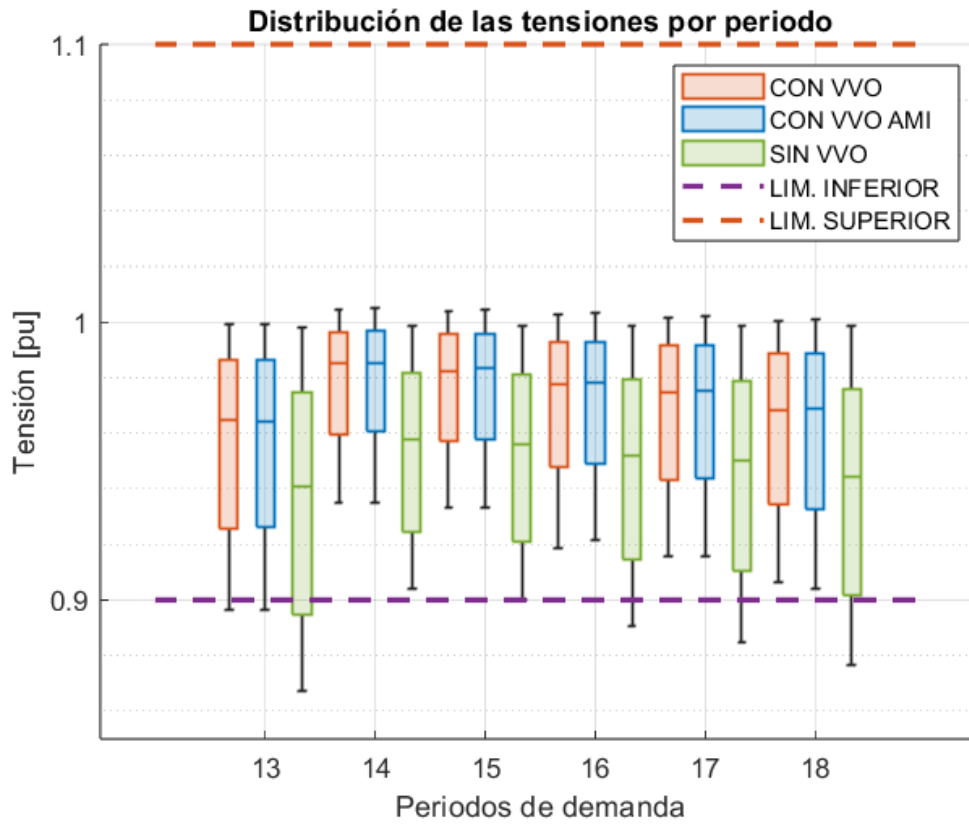


Figura 9. Tensión promedio en los periodos 13 al 18

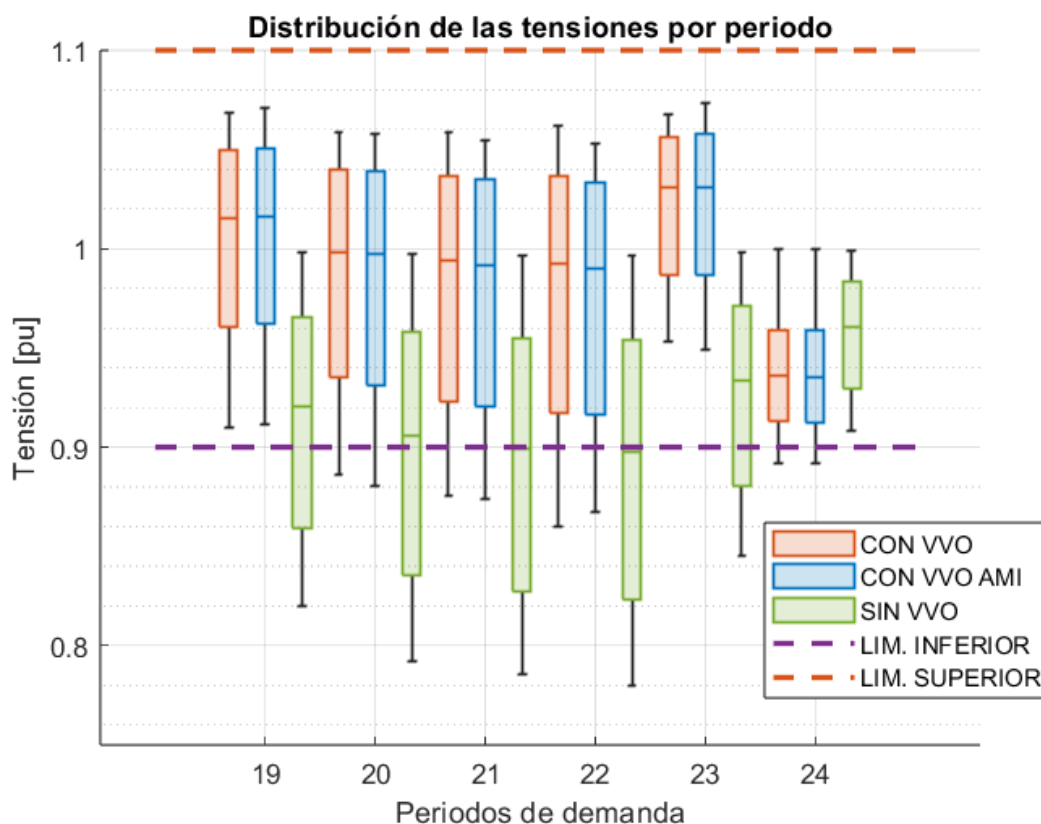


Figura 10. Tensión promedio en los periodos 19 al 24

Para los periodos de la demanda 1 a 18, las tensiones promedio se mantienen dentro los límites de tensión establecidos por la regulación aún en los escenarios donde no se tiene aplicado el control tensión-reativa. Para los periodos de 18 a 24 se evidencia una mejora en el promedio de tensión con la aplicación del control en comparación con el escenario base. Se resalta que el control usando medidas AMI establece una tensión promedio cerca al 1 en pu, mientras el control tensión-reativa del caso base (mediciones de cabecera y equipos reconectores) realiza una tarea más efectiva en la obtención de tensiones promedio más cercanas al 0,9 pu, cumpliendo de mejor manera el concepto de *CVR*.

En la Figura 10 se constata que existen valores de la tensión promedio fuera del límite inferior igual a 0,9 pu para el control tensión-reativa que utiliza AMI. En los demás periodos de la demanda el comportamiento para los dos escenarios de implementación de control es similar, sin variaciones

significativas pero cumpliendo el objetivo planteado.

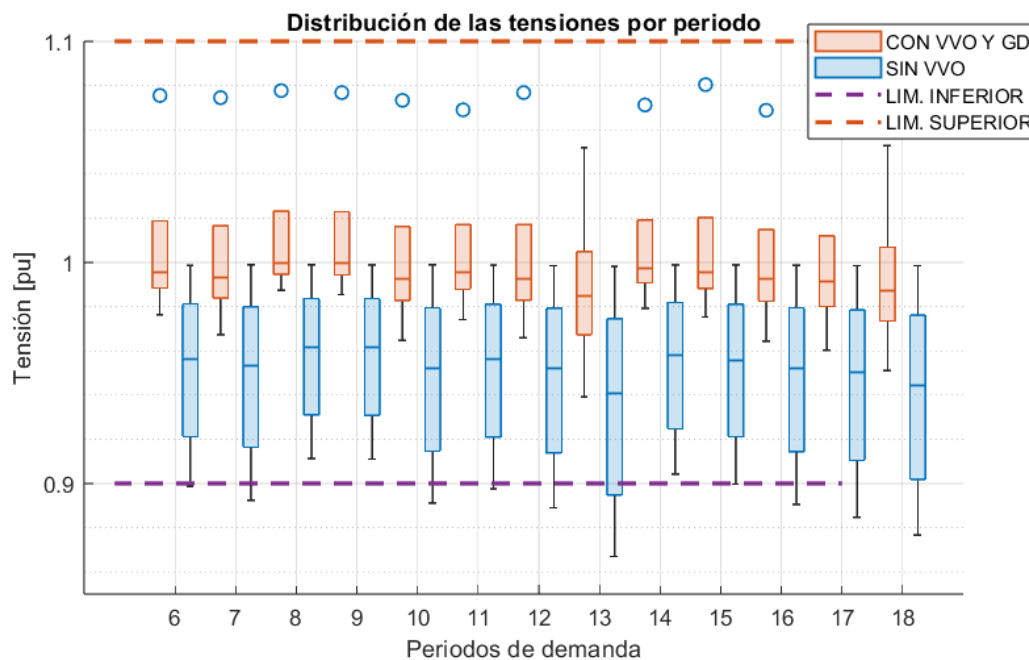


Figura 11. Tensión promedio en el sistema de distribución con GD

El efecto que tiene la incorporación de la GD sobre un control tensión-reactiva se presenta en la Figura 11. Se identifica un mejor comportamiento con respecto a lo evidenciado en las Figuras 8 y 9, siendo estos escenarios sin generación distribuida en el sistema de distribución. Los resultados de tensión evidencian que todos los nodos del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos y se mantiene el valor de la media de la tensión cercano al 1 pu. Como se menciona en el numeral 3.3.2, la incorporación de la generación distribuida solo se da en los periodos de 06 a 18, por lo tanto, para los periodos de alta demanda no estaría disponible la generación fotovoltaica.

3.4.2. Métricas de evaluación de la potencia suministrada por la subestación

Se muestra en la Figura 14 el comportamiento de la potencia suministrada por la subestación para todos los periodos. Para los periodos de alta demanda se evidencia el comportamiento de mejora con la implementación de control tensión-reactiva donde la potencia reactiva suministrada por la subestación disminuye manteniéndose controlada en comparación con los demás periodos.

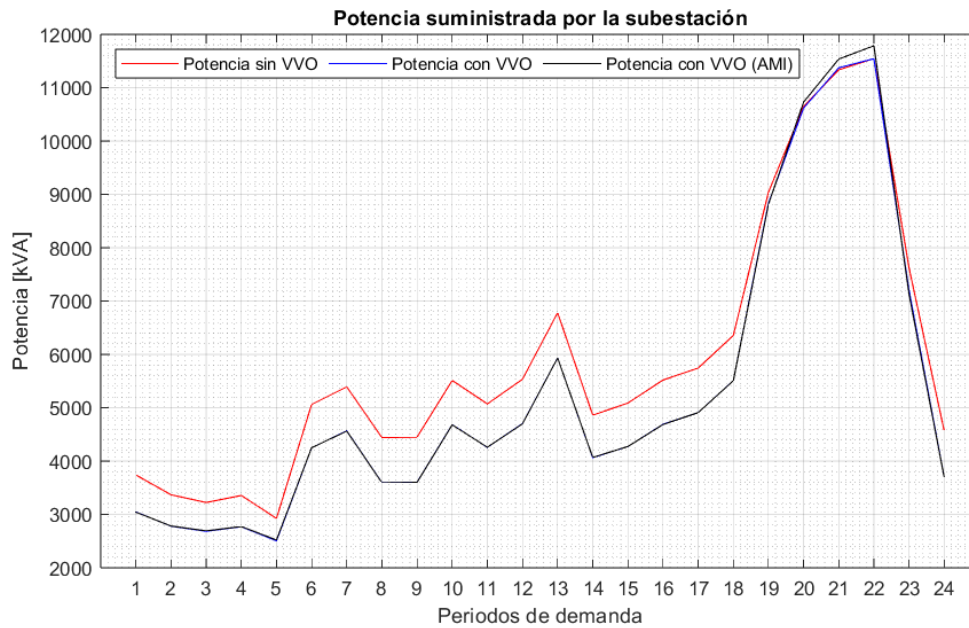


Figura 12. Resultados de la potencia suministrada por la subestación

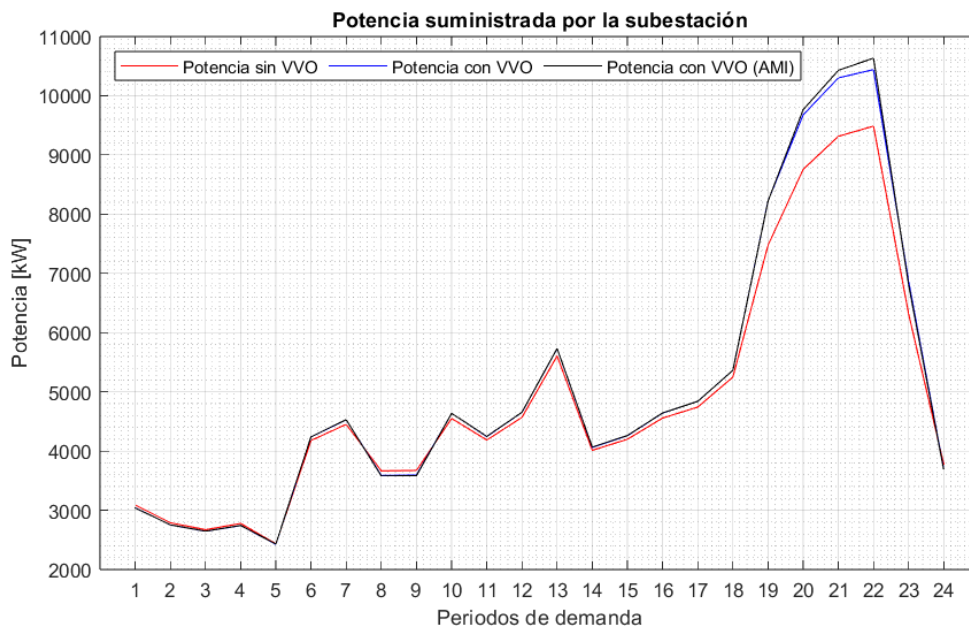


Figura 13. Resultados de la potencia activa suministrada por la subestación

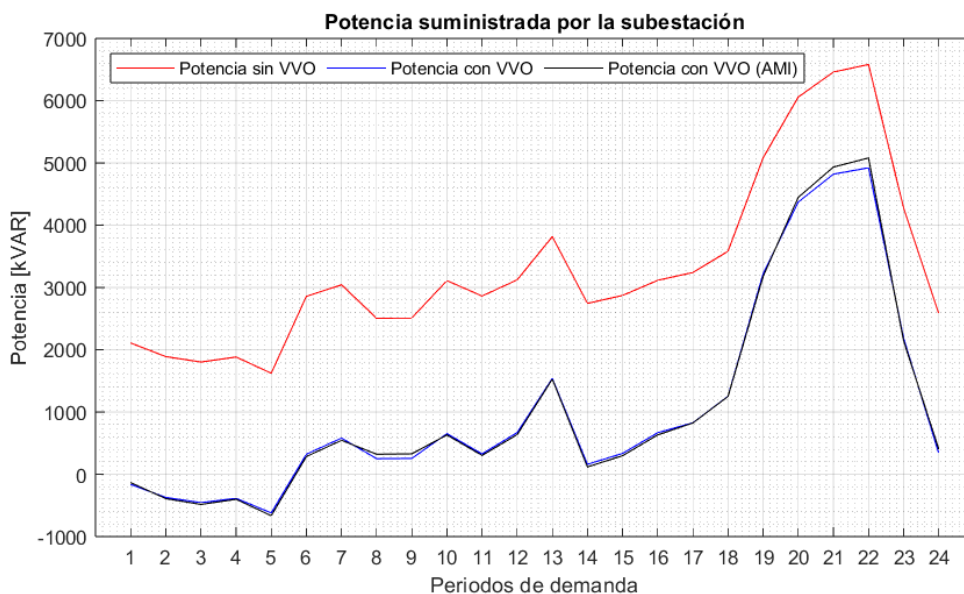


Figura 14. Resultados de la potencia reactiva suministrada por la subestación

Para los periodos del 1 al 18 la demanda del sistema se mantiene constante para los tres escenarios, en los periodos del 18 al 24 se evidencia un incremento en la potencia activa directamente relacionado con el comportamiento de la tensión. En el escenario sin control y control con las medidas de AMI, es similar al del control tensión-reativa con las medidas del sistema.

En la Figura 17 se observa una reducción de la potencia suministrada por la subestación para los periodos donde se encuentra activo el control de tensión-reativa y la generación distribuida. En comparación con lo mostrado en la Figura 14 el comportamiento de la potencia suministrada por la subestación es similar comparando los escenarios con control y sin control para los periodos evaluados en donde la generación distribuida se encuentra activa. Los picos de la demanda se mantienen, pero con una diferencia cercana a los 2 MW en potencia suministrada por la subestación y solicitada al sistema de transmisión.

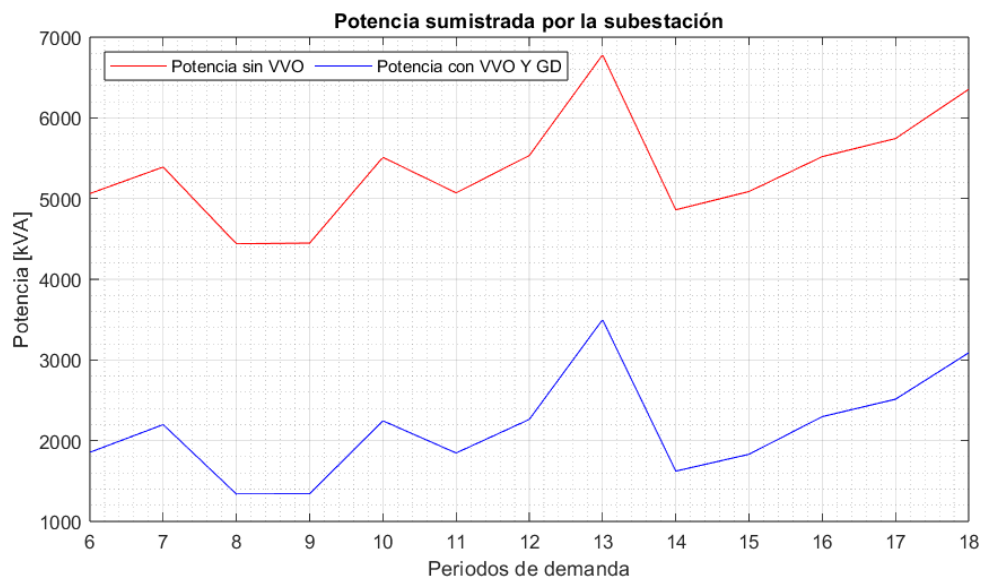


Figura 15. Resultados de la potencia suministrada por la subestación del sistema de prueba con GD

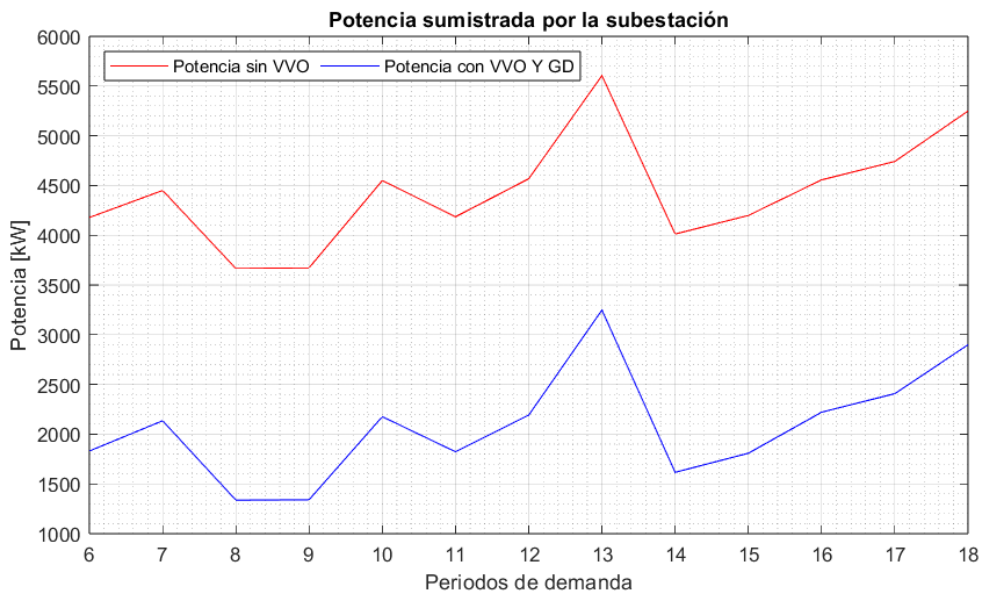


Figura 16. Resultados de la potencia activa suministrada por la subestación del sistema de prueba con GD

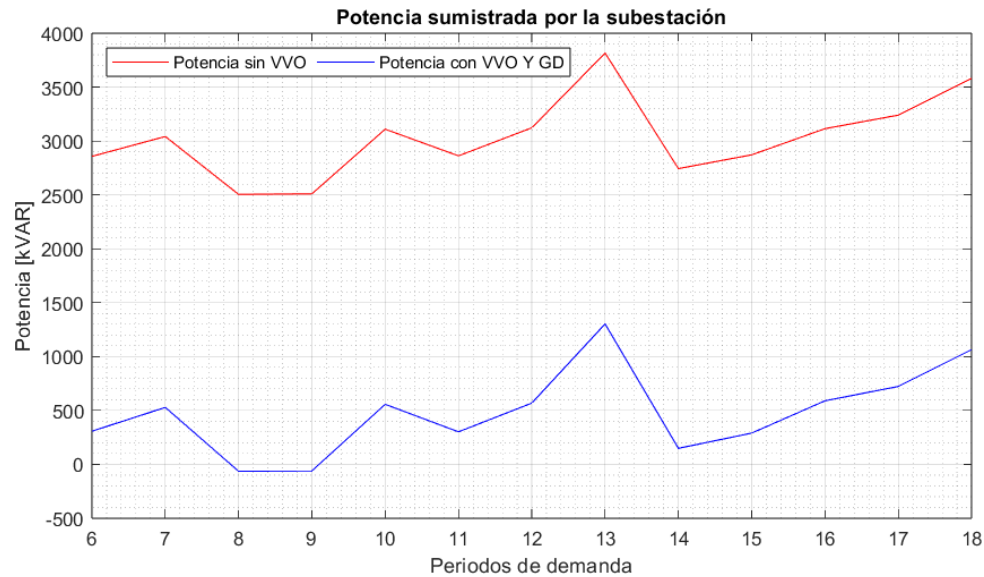


Figura 17. Resultados de la potencia reactiva suministrada por la subestación del sistema de prueba con GD

3.4.3. Métricas de evaluación de las pérdidas de potencia del sistema de distribución

El comportamiento de las pérdidas técnicas es igual al al fenómeno discutido en la potencia suministrada por la subestación. Las pérdidas de potencia aumentan para los periodos 18 al 24 con la implementación del control con medidas AMI. En conclusión, las pérdidas disminuyen considerablemente con respecto al caso base sin control tensión-reativa, como se evidencia en la Figura 18.

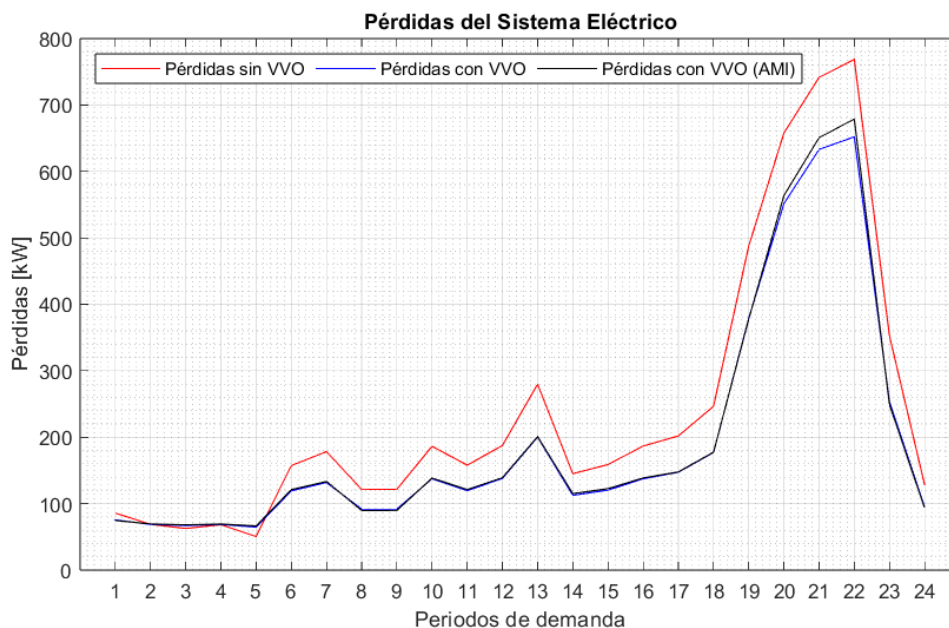


Figura 18. *Pérdidas de potencia del sistema de prueba*

En la Figura 19 se observa una reducción en las pérdidas de energía para los periodos donde se encuentra activo el control de tensión-reativa y la generación distribuida, en comparación con lo mostrado en la Figura 18. Se destaca el mejor comportamiento de las pérdidas tal como se esperaba en un escenario con GD, ya su variación es mínima a lo largo de los periodos evaluados, a diferencia de los observado en la Figura 18. De esta manera, el comportamiento de las SVMs para el control de tensión-reativa es eficaz, incluso con la incorporación de la generación distribuida.

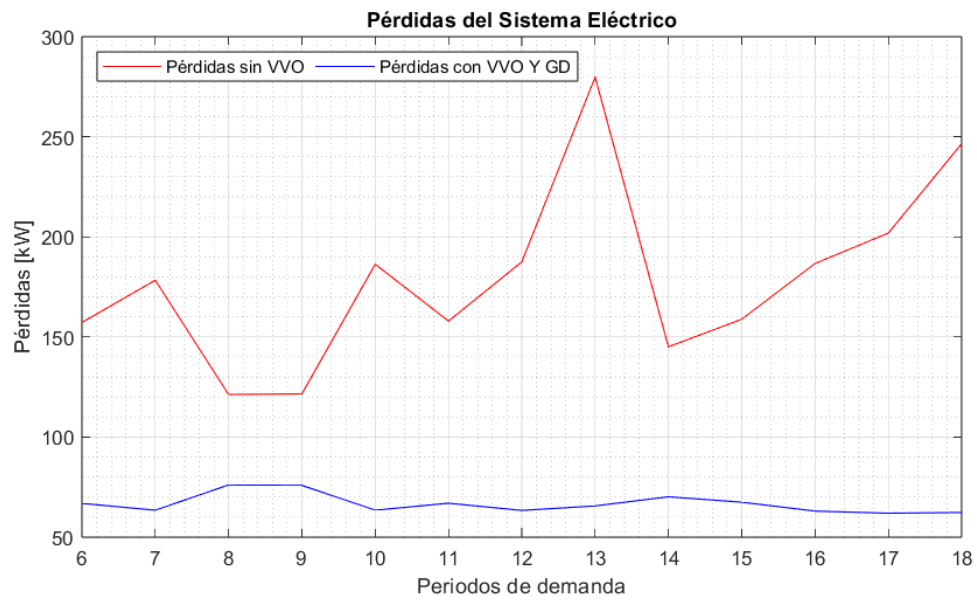


Figura 19. *Pérdidas de potencia del sistema de prueba con GD*

4. Conclusiones

En este trabajo de investigación aplicada se ha implementado un método de control de tensión-reativa con un enfoque de optimización, basado en máquinas de soporte vectorial (SVM), para ser implementado en sistemas de distribución de energía eléctrica. Se presentan las etapas de diseño de las SVMs, estableciendo un flujo que guía el proceso. Asimismo, se describe el flujo destinado al control de tensión-reativa mediante un método robusto, en este caso, el Particle Swarm Optimization (PSO). Complementariamente se da la discusión de las decisiones tomadas en cuanto al número de máquinas necesarias y la información a considerar como entradas de las SVMs, esto en relación con la infraestructura de medición actual y los posibles elementos disruptores en sistemas de distribución: la incorporación masiva de GD y la infraestructura AMI. Se presentan los resultados derivados de la evaluación de desempeño de este método implementado, tomando en consideración las pautas establecidas por el IEEE Std 1885-2022. De este desarrollo, se concluye que:

1. Se evidencia que la implementación de métodos robustos para el control de tensión-reativa requiere un considerable esfuerzo computacional, además de depender de un modelo de red y estimadores en línea de la demanda de los usuarios, para determinar los ajustes óptimos de los cambiadores de tomas del transformador y la configuración de los bancos de condensadores. En contraste, el tiempo de cómputo de las SVMs resulta ser menor. En la evaluación de 417 escenarios de demanda, PSO toma alrededor de 5 horas para obtener los resultados de los ajustes óptimos SC y OLTC. En contraste, las SVMs logran obtener resultados para los mismos 417 escenarios de demanda en un tiempo inferior a un minuto. Es importante destacar que estas comparaciones se realizaron en el mismo equipo de cómputo con las siguientes características: procesador AMD RYZEN 7, RAM 20 GB y 500 GB disco duro estado sólido.

2. En la implementación del método robusto PSO para la solución del control de tensión-reactiva, se planteó una estrategia de simulación de barrido de escenarios de demanda, para la obtención de la información de entrenamiento de las SVMs. En la fase de obtención de hiperparámetros en el entrenamiento de las SVM, se experimentó un fenómeno de sobreajuste para el caso del diseño de una única SVM para todos los escenarios de demanda. Este sobreajuste responde a la dificultad de generalización con la información proporcionada. Como estrategia de solución a este problema, este trabajo de investigación propone subdividir los comportamientos de la demanda, generando así tres SVMs independientes. Esta subdivisión permitió eliminar el sobreajuste detectado, ya que cada SVM pudo adaptarse de manera más específica a ciertos patrones o niveles de demanda.
3. La implementación del control de tensión-reactiva con SVMs evidencia resultados positivos, según la evaluación de las métricas seleccionadas en el IEEE Std 1885-2022. En comparación con los escenarios de demanda sin control tensión-reactiva, la implementación del control proporciona una reducción del 20% en las pérdidas de energía y del 11% en la potencia suministrada por la subestación. Además, se destaca una notable mejora en el comportamiento de la tensión, garantizando valores de tensiones en los nodos del sistema con el cumplimiento de las restricciones regulatorias. Cuando se realiza la evaluación de desempeño considerando la generación distribuida, se obtiene un resultado aún más favorable en comparación con la implementación exclusiva del control de tensión-reactiva. Las pérdidas disminuyen en un 63%, y la potencia suministrada por la subestación experimenta una reducción del 60%. Claramente, este impacto tan significativo tiene que ver en gran medida por los aportes de potencia de la GD, que logran reducir los flujos de potencia necesarios desde la subestación principal, asimismo las pérdidas y una mejora en los niveles de tensión.
4. En la evaluación del control tensión-reactiva diseñado con SVMs que aprovechan la información de una infraestructura AMI, se determina que la tensión promedio de los nodos se ajusta adecuadamente a las restricciones regulatorias. No obstante, se da un comportamiento similar con respecto a la potencia suministrada por la subestación, la cual disminuye en un 10%,

y las pérdidas, que experimentan una reducción del 19 %, valores similares a los alcanzados con las SVMs que usan las mediciones de cabecera y de los puntos con reconectores. Este fenómeno se atribuye a un posible sobreajuste de la máquina debido a la cantidad de datos ingresados y a la complejidad del modelo lo cual no aportaría a los resultados buscados.

5. Como propuesta para trabajos futuros, se sugiere la identificación de medidas específicas de AMI que podrían conducir a resultados más favorables en la evaluación del control. De la misma manera, evaluar el impacto en el desempeño de máquinas SVMs que utilicen la información de la potencia suministrada por las unidades de GD conectadas al sistema de distribución. Se requiere indagar también el impacto de los errores propios en los procesos de medición de las variables eléctricas.

Bibliografía

- Afandi, I., Agalgaonkar, A. P., & Perera, S. (2022). Integrated Volt/Var Control Method for Voltage Regulation and Voltage Unbalance Reduction in Active Distribution Networks. *Energies*, 15(6). <https://doi.org/10.3390/en15062225>
- Ahmadi, H., Martí, J. R., & Dommel, H. W. (2015a). A Framework for Volt-VAR Optimization in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(3), 1473-1483. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2374613>
- Ahmadi, H., Martí, J. R., & Dommel, H. W. (2015b). A Framework for Volt-VAR Optimization in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6, 1473-1483. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2374613>
- Alam, A., Zaid, M., Gupta, A., Bindal, P., & Siddiqui, A. (2018). Power Loss Reduction in a Radial Distribution Network Using Distributed Generation. *2018 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, 1142-1145. <https://doi.org/10.1109/GUCON.2018.8674942>
- Azarnia, M., & Rahimiyan, M. (2022). Robust Volt-Var control of a smart distribution system under uncertain voltage-dependent load and renewable production. *International journal of electrical power energy systems*, 134, 107383.
- Azuatalam, D. T., Unigwe, O. C., & Collin, A. J. (2016). Investigating the effects of conservation voltage reduction on UK-type residential networks. *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2016.7749322>
- Borozan, V., Baran, M., & Novosel, D. (2001). Integrated volt/Var control in modern distribution power systems based on support vector machines. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 3, 1485-1490 vol.3. <https://doi.org/10.1109/PESW.2001.917328>

- Cui, T., Lin, W., Sun, Y., Xu, J., & Zhang, H. (2016). Excitation Voltage Control for Emergency Frequency Regulation of Island Power Systems with Voltage-Dependent Loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, *31*, 1204-1217. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2415556>
- Florez, H. A. R., López, G. P., Carreño-Franco, E. M., López-Lezama, J. M., & Muñoz-Galeano, N. (2022). Application of Intelligent Systems in Volt-VAR Centralized Control in Modern Distribution Systems of Electrical Energy. *Electronics*, *11*(3), 446.
- Haider, R., & Annaswamy, A. M. (2022). A hybrid architecture for volt-var control in active distribution grids. *Applied Energy*, *312*, 118735. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118735>
- Huang, C.-J., Liu, M.-C., Chu, S.-S., & Cheng, C.-L. (2004). Application of Machine Learning Techniques to Web-Based Intelligent Learning Diagnosis System. *IEEE Std-1885*. (2022). IEEE Guide for Assessing, Measuring, and Verifying Volt-Var Control and Optimization on Distribution Systems, 1-58. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9828004>
- Ju, Y., Chen, T., Mu, B., & Ljung, L. (2020). On the Influence of Ill-conditioned Regression Matrix on Hyper-parameter Estimators for Kernel-based Regularization Methods. *2020 59th IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, 300-305. <https://doi.org/10.1109/CDC42340.2020.9303777>
- Ju, Y., Zhang, Z., Wu, W., Liu, W., & Zhang, R. (2022). A Bi-Level Consensus ADMM-Based Fully Distributed Inverter-Based Volt/Var Control Method for Active Distribution Networks. *IEEE transactions on power systems*, *37*(1), 476-487.
- Li, S., Wu, W., & Lin, Y. (2022). Robust Data-Driven and Fully Distributed Volt/VAR Control for Active Distribution Networks With Multiple Virtual Power Plants. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *13*(4), 2627-2638. <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3166274>

- Liu, H., & Wu, W. (2021). Two-Stage Deep Reinforcement Learning for Inverter-Based Volt- VAR Control in Active Distribution Networks. *IEEE transactions on smart grid*, 12(3), 2037-2047.
- Mello, A. P. C., da Silva, G. S., Canha, L. N., & Bernardon, D. P. (2018). Volt/Var Control. Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-93922-3_4
- Nguyen, H. T., & Choi, D.-H. (2022). Three-Stage Inverter-Based Peak Shaving and Volt-VAR Control in Active Distribution Networks Using Online Safe Deep Reinforcement Learning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(4), 3266-3277. <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3166192>
- Pedregosa, F., Varoquaux, G., Gramfort, A., Michel, V., Thirion, B., Grisel, O., Blondel, M., Prettenhofer, P., Weiss, R., Dubourg, V., Vanderplas, J., Passos, A., Cournapeau, D., Brucher, M., Perrot, M., & Duchesnay, E. (2011). Scikit-learn: Machine Learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, 12, 2825-2830.
- Pourjafari, E., & Reformat, M. (2019). A Support Vector Regression Based Model Predictive Control for Volt-Var Optimization of Distribution Systems. *IEEE Access*, 7, 93352-93363. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2928173>
- Sarfi, V., & Livani, H. (2020). Optimal Volt/VAR control in distribution systems with prosumer DERs. *Electric Power Systems Research*, 188, 106520. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106520>
- Savier, J. S., & Das, D. (2007). Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4), 2473-2480. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.905370>
- Singh, S., Veda, S., Singh, S. P., Jain, R., & Baggu, M. (2021). Event-Driven Predictive Approach for Real-Time Volt/VAR Control With CVR in Solar PV Rich Active Distribution Network. *IEEE transactions on power systems*, 36(5), 3849-3864.

- Sun, X., Qiu, J., Tao, Y., Ma, Y., & Zhao, J. (2022). A Multi-Mode Data-Driven Volt/Var Control Strategy With Conservation Voltage Reduction in Active Distribution Networks. *IEEE transactions on sustainable energy*, 13(2), 1073-1085.
- Sun, X., Qiu, J., & Zhao, J. (2021). Real-Time Volt/Var Control in Active Distribution Networks With Data-Driven Partition Method. *IEEE transactions on power systems*, 36(3), 2448-2461.
- Tan, J., He, M., Zhang, G., Liu, G., Dai, R., & Wang, Z. (2020). Volt/Var Optimization for Active Power Distribution Systems on a Graph Computing Platform: An Paralleled PSO Approach. *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281603>
- Vítor, T. S., Asada, E. N., & de Melo Vieira, J. C. (2020). Optimal Volt/Var Control Applied to Modern Distribution Systems. https://doi.org/10.1007/978-3-030-36115-0_1
- Wang, W., Yu, N., Gao, Y., & Shi, J. (2020). Safe Off-Policy Deep Reinforcement Learning Algorithm for Volt-VAR Control in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4), 3008-3018. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2962625>
- Wu, M., Hong, L., Wang, Y., Yan, Z., & Chen, Z. (2022). Volt-VAR control for distribution networks with high penetration of DGs: An overview. *The Electricity journal*, 35(5).
- Xu, R., Zhang, C., Xu, Y., Dong, Z., & Zhang, R. (2022). Multi-Objective Hierarchically-Coordinated Volt/Var Control for Active Distribution Networks With Droop-Controlled PV Inverters. *IEEE transactions on smart grid*, 13(2), 998-1011.
- Zhang, Y., Wang, X., Wang, J., & Zhang, Y. (2021). Deep Reinforcement Learning Based Volt-VAR Optimization in Smart Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(1), 361-371. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3010130>