



Decanato de Posgrado

**Trabajo final para optar por el Título de
Maestría en Ingeniería Eléctrica Mención Potencia**

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSADOR
ESTÁTICO DE VAR (SVC) PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)
DE REPÚBLICA DOMINICANA**

Sustentante

Ing. Daniel Romero Fonseca
2019-0628

Profesor:

Emilio J. Contreras, MSEE, MBA

Santo Domingo, D.N.
Abril, 2021

DEDICATORIA

Este proyecto de trabajo de grado se lo dedico en primer lugar a Dios, por ser mi creador, guía, protector e inspirador. A mi Esposa Wendyluz Gutiérrez, como símbolo de inspiración y esfuerzo, a mis hijas Lucia Romero y Valeria Romero, como símbolo de ejemplo del aporte al conocimiento, constancia, dedicación, esfuerzo y logro de metas, a mis padres Yudith Fonseca y Justo Daniel Romero, como símbolo de consolidación del ejemplo siempre dado, con los hábitos y dedicación a los estudios y la formación continua y finalmente, a mí mismo, como símbolo del importante logro dentro de mi proyecto de vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, sobre todas las cosas “Porque todas las cosas proceden de él, y existen por él y para él. ¡A él sea la gloria por siempre!” **Romanos 11:36**

A mi esposa y mis dos hijas, por su apoyo, comprensión, sacrificio compartido, admiración, confianza y amor, que han servido día a día de estímulo e impulso para lograr esta meta de júbilo compartido.

A mis padres, por su confianza y admiración.

Al Ingeniero Franklin Olivo por su apoyo y colaboración incondicional.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Contenido

CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO.....	8
1.1 Antecedentes de la investigación.....	8
1.1.1 Antecedentes internacionales.....	8
1.2 Bases Teóricas.....	16
1.3 Definición de términos básicos.....	22
1.3.1 Compensador estático de VAR (SVC).....	22
1.3.2 Sistema eléctrico Nacional Interconectado (SENI).....	25
1.3.3 Potencia natural de la línea, Surge Impedance Loading (SIL)	26
1.3.4 Cantidad requerida de potencia reactiva para la instalación de un SVC.....	27
1.3.5 Capacidad de transporte de una línea.....	28
1.3.6 Regulación de tensión.....	28
1.3.7 Ubicación óptima del SVC para el SENI, de acuerdo a criterios técnicos	29
CAPÍTULO II PROPUESTA.....	33
CAPÍTULO III METODOLOGÍA	36
3.1 Proceso Metodológico	36
3.2 Herramientas Computacionales para el procesamiento de la información	41
CAPÍTULO IV RESULTADOS.....	42
4.1 Etapa sin Proyecto.....	42
4.2 Etapa con proyecto.....	47
4.3 Demanda a mediano plazo.....	60
4.4 Capacidad de respuesta ante falla de cortocircuito.....	67
CAPÍTULO V DISCUSIÓN.....	73
CONCLUSIONES	76
RECOMENDACIONES.....	78
REFERENCIAS (FUENTES DE INFORMACIÓN).....	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Calidad de Voltaje en el SENI	48
Tabla II. Cantidad de MVAR Requeridos Zona Central.....	50
Tabla III. Cantidad de MVAR Requeridos Zona Este	51
Tabla IV. Valores de Tensión en Barra con la Instalación del SVC en la Subestación Higüey	53
Tabla V. Cantidad de MVAR Requeridos Zona Norte	54
Tabla VI. Valores de Tensión en Barra con Instalación de SVC en la Subestación Nagua 2.....	56
Tabla VII. Valores de Tensión en Barra con la Instalación del SVC en la Subestación San Cristóbal Norte.....	60
Tabla VIII. Demanda Prevista a Mediano Plazo para el SENI	61
Tabla IX. Valores de Tensión del Uso de SVC con la Demanda a Mediano Plazo de la Zona Este.....	63
Tabla X. Valores de Tensión del Uso del SVC con la Demanda a Mediano Plazo Zona Norte	65
Tabla XI. Valores de Tensión del Uso de SVC con la Demanda a Mediano Plazo de la Zona Sur	67

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Central	43
Gráfica 2. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Este	44
Gráfica 3. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Norte	45
Gráfica 4. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Sur	46
Gráfica 5. Calidad del Voltaje en el SENI Promedio desde febrero 2020 hasta enero 2021	49
Gráfica 6. Control de Tensión del SVC en Presencia de Falla de Cortocircuito S/E Higüey	68
Gráfica 7. Control de Tensión del SVC en Presencia de Falla de Cortocircuito S/E Nagua 2.....	70
Gráfica 8. Control de Tensión del SVC en Presencia de Falla de Cortocircuito S/E San Cristóbal Norte	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Configuración Típica de un Sistema SVC	25
Figura 2. Perfiles de Tensión sin la Instalación del SVC en la Subestación Higüey.....	52
Figura 3. Perfiles de Tensión con la Instalación del SVC en la Subestación Higüey.....	53
Figura 4. Perfiles de Tensión sin la Instalación del SVC en la Subestación Nagua 2	55
Figura 5. Perfiles de Tensión con la Instalación del SVC en la Subestación Nagua 2	56
Figura 6. Perfiles de Tensión sin la Instalación del SVC en la Subestación San Cristóbal Norte	58
Figura 7. Perfiles de Tensión con la Instalación del SVC en la Subestación San Cristóbal Norte	59
Figura 8. Perfiles de Tensión de la Instalación del SVC en S/E Higüey con Demanda a Mediano Plazo.....	62
Figura 9. Perfiles de Tensión de la Instalación del SVC en S/E Nagua 2 con Demanda a Mediano Plazo.....	64
Figura 10. Perfiles de Tensión de la Instalación del SVC en S/E San Cristóbal Norte con Demanda a Mediano Plazo	65

RESUMEN (ABSTRACT)

La metodología utilizada para el desarrollo de la presente investigación fue descriptiva, explicativa y bibliográfica, cuyo objetivo general es desarrollar una propuesta de implementación de compensador estático de var (SVC), para el sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) de República Dominicana, dentro de los objetivos se determinó la cantidad requerida de potencia reactiva para la instalación de un SVC, en base a la condición de la demanda a mediano plazo del SENI para las zonas: Noreste en la subestación Nagua 2, requiriendo 24 MVAR, zona Sur cercano del SENI, en la subestación San Cristóbal Norte, demanda 44 MVAR de potencia reactiva, zona del Este profundo, en la subestación Higüey, se necesita 57 MVAR, todas estas subestaciones operando a 138 kV. Con la aplicación del método de análisis de sensibilidad de flujo de carga a través de la herramienta DIgSILENT Power Factory, la utilización del criterio de búsqueda de centros de cargas importantes y la ubicación de subestaciones críticas en áreas generalmente alejadas de la red. Se demostró la capacidad de respuesta del SVC ante la regulación de tensión en presencia de fallas de cortocircuitos en el SENI, con la demanda a mediano plazo, el cual se realizó para analizar la respuesta del SVC, logrando demostrar que la compensación de potencia reactiva tiene un efecto positivo en el problema de estabilidad de la tensión. Se verificó que los dispositivos SVC son la mejor alternativa, por ser capaces de mantener la estabilidad de la tensión después de la perturbación y lo suficientemente rápido para evitar colapso de tensión.

Palabras claves: Compensador estático de VAR, sensibilidad de flujo de carga, demanda a mediano plazo, ubicación óptima.

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) de la República Dominicana se mantiene en constante crecimiento, debido a la interconexión de nuevos proyectos que son vinculados con la red de transmisión, como es el caso de la incorporación de nuevas centrales de generación y la evolución de la demanda. Esta última, impulsada por el crecimiento socio-económico por que experimenta actualmente la República Dominicana.

En lo relativo al SENI, la calidad de tensión juega un papel importante, por lo cual, como marco regulatorio, la Ley General de Electricidad y su Reglamento de Aplicación (RALGE) 125-01, (2012:150), establece en su artículo 149 lo siguiente:

“La operación del SENI deberá mantener niveles de tensión resultantes, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) en torno a la tensión nominal”. [1]

Por consiguiente, la operación normal del SENI, en lo que concierne a todas sus barras, que corresponde al sistema de transmisión debe cumplir con lo antes citado en el artículo 149. Esto con el propósito de mitigar cualquier contingencia o perturbaciones, igualmente el mismo debe estar en capacidad de suplir la demanda de potencia reactiva a ciertas cargas como medida de estabilidad de tensión, a fin de evitar caída de tensión en los puntos de consumo, de no ser entregada oportunamente por el sistema, esto generaría que los niveles de tensión desciendan bruscamente, incluso este problema podría extenderse a otras áreas del sistema interconectado, formando un efecto en serie, que en el peor de los casos genere un colapso del sistema.

Con respecto al artículo 232 de la RALGE 125-01, (2012:174), fundamentalmente en el segundo párrafo, se indica lo siguiente:

“Los niveles de tensión en las Barras de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de Barras y Factor de Potencia establecidos por este Reglamento”. [1]

Por tal motivo, los agentes del mercado eléctrico mayorista (MEM) se verán obligados a mantener y supervisar los niveles de tensión adecuados en sus respectivas barras, particularmente otros agentes de mayor relevancia, como es el caso de los operadores del sistema de generación, se exige la entrega de potencia reactiva, indistintamente que sea inductiva o capacitiva, a fin de mantener los niveles de tensión en barra.

Es de considerar de acuerdo a estudios realizados por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana que, el despacho de las nuevas centrales de generación en la zona Sur combinado con el desplazamiento de despacho de centrales de generación en la zona Norte, facilita que en la actualidad exista un área de mucha generación, como es el caso de la zona Sur, y un área de mucho consumo y poca generación despachada, la cual es la zona Norte. También otro punto resaltante, es tener los centros de consumo alejados de las centrales de generación, lo cual desfavorece la operación óptima del sistema eléctrico, causando pérdidas de potencia activa, limitaciones de transmisión, debido a criterios de seguridad y confiabilidad, así como la disminución de la calidad de la tensión por ausencia de compensación reactiva en los centros de consumo.

Esta investigación, se fundamentó en el conocimiento de que el compensador estático de voltio amper reactivo (VAR), es un dispositivo que puede controlar de forma rápida y confiable el voltaje de línea hasta el punto requerido en condiciones normales en estado estacionario y de contingencia, por lo tanto, en República Dominicana hasta la fecha, no se ha presentado estudio alguno, en el cual esté instalado en las redes de transmisión, por

consiguiente es importante destacar, que en la actualidad se manifiesta el aumento en la incorporación de instalación de centrales de energías renovables (CER) al SENI, generando el desplazamiento de centrales de generación convencional, haciendo que el sistema sea más frágil al momento de mantener consignas de tensiones en todas las zonas del SENI. Debido a esta situación los operadores del sistema podrían gestionar medidas para utilizar eficientemente las redes de transmisión de energía existentes, con la incorporación de potencia reactiva a través del control de equipos de electrónica de potencia, como es el caso del SVC, a fin de minimizar las fluctuaciones de tensión e incrementar la capacidad de transferencia de carga en las redes de transmisión, prestando fiabilidad y un continuo apoyo al suministro de la tensión, indicando lo favorable y confiable de su tecnología dentro de los dispositivos de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS). Igualmente, el ciclo de vida de este dispositivo se puede cuantificar en décadas, por lo que, los operadores a cargo del sistema de transmisión podrían mantener el mismo, operativo y confiable durante mucho tiempo, con adecuado plan de mantenimiento. Es preciso contar con la documentación que sustente los principales beneficios de la interconexión de este dispositivo al SENI, simulando con herramientas computacionales como se comportaría el SVC con las condiciones a mediano plazo del SENI, considerando el comportamiento en estado transitorio y estacionario que respectivamente permita observar los procesos que influyen en el desempeño del SVC en las redes de transmisión.

De acuerdo a la descripción de la situación problemática planteada anteriormente, se puede enunciar la siguiente formulación: ¿Cómo influye una propuesta de implementación de compensador estático de var (SVC), para el sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) de República Dominicana?

Dicha pregunta general se desglosa en las siguientes sub preguntas, que constituyen en la sistematización del problema.

- ¿Cuál es la cantidad requerida de potencia reactiva para la instalación de un SVC en base a la condición de la demanda a mediano plazo del SENI?
- ¿Cuál es la ubicación óptima del SVC para el SENI, de acuerdo a los criterios técnicos?
- ¿Cuál es la capacidad de respuesta del SVC ante la regulación de tensión y en presencia de falla de cortocircuito del SENI con la demanda a mediano plazo?

En consonancia con la formulación del problema, el objetivo general de esta investigación consiste en desarrollar una propuesta de implementación de compensador estático de var (SVC), para el sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) de República Dominicana.

De acuerdo al objetivo general enunciado anteriormente, se derivan mediante su desglose en los objetivos específicos que se exponen a continuación:

- Determinar la cantidad requerida de potencia reactiva para la instalación de un SVC, en base a la condición de la demanda a mediano plazo del SENI.
- Identificar la ubicación óptima del SVC para el SENI, de acuerdo a criterios técnicos.
- Demostrar la capacidad de respuesta del SVC ante la regulación de la tensión en presencia de fallas de cortocircuitos en el SENI, con la demanda a mediano plazo.

En este orden de ideas la importancia de esta investigación radica en el mejoramiento de la calidad del servicio de transmisión bajo estándares de seguridad y desempeño, en lo que respecta a la calidad del servicio, las normativas de República Dominicana, particularmente la RALGE 125-01, especifican rangos de operación del voltaje en los nodos del SENI ante condición normal y contingencia del sistema.

La determinación de los requerimientos de compensación reactiva se hace por medio de estudios eléctricos y simulaciones de la red con la ayuda de software especializados, es decir, herramientas computacionales, estudiando los perfiles de voltajes en los nodos del sistema de transmisión ante diversos escenarios de demanda y generación a mediano plazo. Generalmente, en los sistemas de transmisión, los escenarios de alta demanda se presentan nodos con bajo voltaje y los escenarios de baja demanda se presentan nodos con alto voltaje, entonces, la condición de bajo voltaje en los nodos está asociada al déficit de potencia reactiva, mientras que las condiciones de alto voltaje están asociadas a exceso de potencia reactiva en el sistema de transmisión. En tal sentido, al momento de formulación de la presente propuesta, es necesario describir la condición del voltaje en los nodos, indicarse los valores mínimos y máximos que se obtienen como resultados del análisis eléctrico, igualmente indicando los escenarios de demanda y generación con el cual se alcanzaron los resultados, es de resaltar que, para esta propuesta de mejorar el voltaje a través de compensación reactiva, será tomada en cuenta la planificación a mediano plazo del sistema de transmisión, ya que la construcción de futuras líneas de transmisión, la incorporación de nuevos generadores y el crecimiento de la carga pudiera en algún momento cambiar la condición que se pretende corregir.

Particularmente, en los sistemas eléctricos interconectados existen diversas formas de control y compensación del voltaje, como por ejemplo el control de reactivos a través de los generadores, otro caso sería el ajuste de posición del TAP en transformadores de potencia o la instalación de elementos para el aporte de reactivos, es decir, instalación de bancos capacitores o para el consumo de reactivos, como podría ser la instalación de grupos de reactores. Por lo tanto, la aspiración de mejorar la calidad del servicio de transmisión, es por medio de la corrección del voltaje en los diversos nodos del sistema, a fin de que operen dentro de los rangos normalizados, esto se

lograría también a través de la instalación de otros equipos que pertenecen a la familia de los dispositivos FACT, por lo cual, para esta propuesta se planteará la compensación de reactivos con los compensadores estáticos de var (SVC) al SENI, convirtiéndose éste, en el mayor beneficiario, ya que, hasta el momento no se ha implementado en República Dominicana.

La presente investigación es viable, en conjunción de los recursos disponibles en cuanto a horas-hombre, recursos financieros, acceso a la información y conocimientos, por el aporte y utilidad del tema al SENI. En este orden de ideas, en la investigación se utilizará como recurso, un programa para ejecutar la simulación de sistema de potencia, como es el caso del software DIgSILENT Power Factory versión 2019, como principal herramienta computacional y recurso accesible en el ámbito laboral, a fin de identificar las fortalezas y debilidades del enfoque actual del SENI, así lograr determinar las restricciones en distintos escenarios de generación y demanda a mediano plazo. Así mismo, se requerirá para determinar la cantidad necesaria de compensación de potencia reactiva, con el propósito de implementarla en el SENI a través del SVC, ya que, el fin principal es mejorar los niveles de tensión que están fuera del rango inferior de calidad de la tensión, es decir, fuera del límite 0.95 p.u. de los niveles de tensión en los distintos nodos y barras del sistema de transmisión.

El presente documento estará estructurado inicialmente con el marco teórico con contenido amplio y elaborado del tema que servirá de sustento para la elaboración de la propuesta, su respectiva metodología incluyendo detalles procedimentales como soporte, abordando el criterio de validación de resultados que se utilizará, en consonancia se presentaran los resultados con la presentación de los datos utilizando tablas y figuras, contribuyendo a dar respuesta al problema y objetivos de la investigación, igualmente se especificarán las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO

1.1 Antecedentes de la investigación

1.1.1 Antecedentes internacionales

En [2] del trabajo de investigación titulado: Análisis Técnico de la Ubicación de un Compensador Estático de Reactivo (SVC) en el Sistema Electro energético Nacional (SEN), aborda la temática de la aplicación de un Compensador Estático de Reactivo (SVC) desde una propuesta de ubicación en el Sistema Eléctrico Cubano. Se persiguió como objetivo valorar los efectos del SVC en las condiciones de estado estable y en la estabilidad sincrónica. Se realizó una búsqueda bibliográfica dirigida a la caracterización y valorización de los efectos de los FACTS, así como una descripción de los métodos utilizados para los estudios de flujo de carga y de estabilidad sincrónica aplicados en el software empleado. Se obtuvieron las condiciones iniciales del sistema para los regímenes de máxima, media y mínima con el SVC conectado en la ubicación propuesta, sin el mismo y con otras alternativas de ubicación. Se realizaron pruebas de máxima transferencia de potencia, de estabilidad sincrónica ante diferentes contingencias para valorar el comportamiento del sistema en los diferentes regímenes, así como posibles condiciones de sobretensiones en el régimen de mínima. Se realiza una caracterización del SEN, se muestran los estudios desarrollados y los principales resultados que permiten evaluar técnicamente la ubicación del SVC insertado en un nodo del mismo en lo que respecta a la operación de estado estable y a la estabilidad sincrónica. Los resultados que se obtuvieron para la ubicación del SVC de la propuesta se pueden considerar en general satisfactorios.

A continuación, en [3], en la tesis: Modelado del Compensador Estático de Vars de CUT para Análisis de Transitorios Electromagnéticos. Expresa que, los sistemas eléctricos de potencias se han convertido por mucho, en los

sistemas más complejos creados por el hombre. Cada vez se vuelven más grandes y difíciles de mantener operando en condiciones de estabilidad. Desde su aparición, a finales de la década de los 60, los FACTS (Flexible AC Transmisión Systems) han sido y continúan siendo estudiados e implementados en todas las redes eléctricas alrededor del mundo, convirtiéndose en un elemento esencial para la estabilidad, control y máxima explotación de las mismas. Uno de los dispositivos FACTS más utilizados es el Compensador Estático de VAR o CEV. En este trabajo de tesis se ha realizado el modelado electromagnético en Matlab/Simulink del Compensador Estático de VARS, instalado en la subestación Culiacán Tres (CUT) de la CFE. Este CEV es de la marca ABB con capacidad de ± 100 MVAR. El modelado se realizó a detalle, programando los diferentes sub sistemas que forman al CEV, como son la unidad de sincronía, el TSC (capacitor conmutado por tiristores), el TCR (reactor controlado por tiristores), los filtros de 5ta y 7ma armónica, el banco de transformador, la unidad de control, la unidad de distribución y la unidad de medición. Los datos para los principales componentes se tomaron de los manuales y reportes técnicos del fabricante del equipo. Para el diseño de los sistemas de control se utilizó la bibliografía citada en las referencias. Se utilizó el programa ASPEN con el objetivo de obtener equivalentes de Thévenin del SEP (sistema eléctrico de potencia) y conectar a ellos el modelo del CEV para realizar pruebas de respuesta al escalón y la respuesta del CEV ante un corto circuito trifásico en el bus GMD-230. Los resultados de estas pruebas se compararon con los resultados de las pruebas realizadas al CEV durante la puesta en servicio.

En este orden, en [4], en la tesis doctoral titulada Modelado y Regulación de los Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva en los Flujos de Cargas con Armónicos. La cual plantea que, el compensador estático de potencia reactiva con bobinas controladas por tiristores, es una carga que mejora las prestaciones de la red eléctrica incidiendo en dos aspectos

fundamentales, que son la regulación de la tensión en el punto de conexión y la compensación de potencia reactiva. Sin embargo, el compensador estático es una carga problemática de la red eléctrica, debido principalmente al comportamiento no lineal de las bobinas controladas por tiristores. En vista de esta característica, los compensadores estáticos de potencia reactiva están en el núcleo de los estudios de flujos de cargas con armónicos. Para realizar el estudio del comportamiento del compensador estático se dispone de diversas técnicas de análisis, propias de los estudios de redes con cargas no lineales. Estas técnicas requieren la existencia de un modelo que permita simular el funcionamiento del compensador estático en la red. La técnica utilizada determinará el grado de exactitud obtenido a la hora de representar el compensador y también condicionará el tipo de modelo a desarrollar. En esta investigación se evidencia un modelo de compensador estático en el dominio de la frecuencia, que contemple el funcionamiento desequilibrado del compensador. Este modelo se integra en un programa de flujo de cargas trifásico con armónicos. Se puede destacar el hecho de que una parte de los resultados de esta investigación se han realizado dentro de un proyecto PIE denominado "Caracterización de componentes y análisis de la interacción armónica en una red eléctrica " en colaboración con Red Eléctrica e Iberdrola.

Se presentan, los autores en [5], con la investigación Formación Zonal para Múltiples Microrredes Usando Análisis de sensibilidad de Flujo de Carga, en esta investigación, esencialmente los consumidores se ven afectados principalmente por las interrupciones en los sistemas de distribución debido a la conexión directa entre los sistemas de distribución y los consumidores. Por lo tanto, hubiera sido mejor comenzar la planificación en la etapa de distribución. La reducción de los sistemas de energía es ventajosa para mejorar la eficiencia del cálculo y para un análisis de confiabilidad rápido y rentable. Se evidencia un enfoque de formación zonal a través de los métodos de análisis de sensibilidad y confiabilidad. El análisis de sensibilidad es para

identificar la relación diferencial entre las cantidades eléctricas en los sistemas de distribución, mientras que el análisis de confiabilidad se enfoca en la variación de voltaje durante la implementación de cortocircuitos. El sistema de prueba de barra IEEE 33 modificado se utiliza para ilustrar la simplificación del sistema de energía mediante la implementación de la formación zonal propuesta. Resumen: básicamente, los consumidores se ven afectados principalmente por interrupciones en los sistemas de distribución debido a la conexión entre los sistemas de distribución y los consumidores. Por lo tanto, hubiera sido mejor comenzar la planificación en la etapa de distribución. La reducción de los sistemas de energía es ventajosa para mejorar la eficiencia de cálculo y para una rápida y análisis de fiabilidad rentable. En este artículo, proponemos un enfoque de formación zonal a través de la sensibilidad y la fiabilidad métodos de análisis. El análisis de sensibilidad es identificar la relación diferencial entre cantidades eléctricas en sistemas de distribución, mientras que el análisis de confiabilidad se centra en la variación de voltaje durante la implementación de cortocircuito. Los sistemas de prueba de bus IEEE 33 modificado se utiliza para ilustrar la simplificación del sistema de energía mediante la implementación de la propuesta formación zonal.

Por otro lado, de acuerdo a [6], en la tesis titulada: Modelación de un Compensador Estático para el Control de Generación Distribuida con Energías Renovables. Señala que, la investigación consiste en la modelación de un compensador estático para el control de generación distribuida con energías renovables. El objetivo es que esta modelación represente una Microred básica en la cual se pueda observar el comportamiento de un pequeño medio de generación, como por ejemplo una micro turbina hidráulica, en un ambiente de generación distribuida. El modelo debe ser capaz de simular requerimientos violentos de potencia y el control, como por ejemplo un compensador estático diseñado para mitigar los efectos negativos que esto trae, problemas de frecuencia y voltaje. Se busca obtener un modelo sencillo e implementarlo con

el software Matlab a través de su herramienta de simulación con entorno gráfico Simulink con la ayuda de las herramientas disponibles en el Toolbox SimPowerSystems; con el fin de contextualizar los conceptos de generación distribuida, energías renovables y equipos de compensación estáticos, se hace una revisión del contexto mundial sobre el problema energético y las medidas que se han adoptado en otros países como la liberalización del mercado energético para la integración de generación distribuida. Se presentan las alternativas comunes que se utilizan hoy en día para el control de generación desde las más sencillas hasta las más elaboradas. También se revisan los distintos tipos de equipos de compensación FACTS, en particular los equipos de compensación de potencia activa y los sistemas de almacenamiento de energía, existentes en el mercado. Por otro lado, para poder introducir el modelo en Matlab-Simulink, se presentan algunos esquemas de control típicos para equipos STATCOM y SVC en los que está basada la modelación y los bloques que conforman el sistema de control simulado. El modelo diseñado, fue ajustado para trabajar en una microrred en presencia de una carga resistiva y una carga inductiva que es conectada a la misma mediante un interruptor trifásico. La carga inductiva fue conectada 0.5 segundos después del inicio de la simulación provocando una baja de tensión en la línea hasta los 0.92 p.u, que es restablecida hasta su valor unitario en aproximadamente 0.16 s, por la acción del dispositivo modelado. Se concluye que el esquema de STATCOM basado en inversores con fuentes convertidoras de voltajes (VSI, por sus siglas en inglés), presentan características operativas atractivas para la generación distribuida dada su rapidez de respuesta y la posibilidad de aportar su capacidad nominal en condiciones severas de funcionamiento.

Se presenta [13], en el Estudio y Modelación de Dispositivos Facts para el Control de Tensión y Potencia Reactiva en el Sistema Eléctrico Nacional. Expresan que, con el continuo avance del crecimiento de la demanda eléctrica

nacional, genera que disminuya los niveles de tensión y del flujo de potencia reactiva a lo largo del sistema. Para controlar esos niveles de voltaje y de la potencia reactiva existen diversos métodos. Uno de esos métodos es la aplicación de dispositivos de electrónica de potencia Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna por sus siglas en inglés (FACTS). Este trabajo se fundó sobre el estudio y la modelación de los dispositivos FACTS para el control de tensión y potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Nacional. Realizando una metodología para la localización de los FACTS en un sistema de potencia, basándose en un sistema IEEE 14 Barras, para luego analizar el Sistema de potencia. La Metodología General para la Localización de Dispositivos Facts en Sistemas de Potencia, Incluye la Identificación y selección de barras con perfiles de tensión por debajo de 0.95 p.u, en régimen permanente y la identificación de barras en puntos de intercambio de potencia con alta cargabilidad de la red en estudio, las conclusiones Se elaboró una metodología para la localización de los sistemas de potencia, empleando su validación con el modelo IEEE 14 Barras. En el sistema Cadafe Occidente existen barra afectadas con bajos perfiles de tensión donde los dispositivos FACTS son una alternativa para mejorar los perfiles de tensión de esta red. En el sistema Cadafe Occidente se pueden implementar dispositivos FACTS tipo SVC en tres subestaciones los cuales logran mejorar el perfil tensión alcanzando los niveles de operación deseados. En el análisis de estabilidad de tensión ante perturbaciones como lo es el aumento o disminución de la demanda del SEN, los SVC inyectan reactivos capacitivos o inductivos dependiendo de la condición logrando controlar el perfil de tensión dentro de los rangos de operación para la red Cadafe Occidente y mejorando de esta manera la estabilidad de tensión.

Por otro lado [14], en el estudio SVC para Conexión Directa a Red de 69 kV, expresan que: el SVC (Static Var Compensator) es un miembro de la familia FACTS (Flexible AC Transmisión System). Mediante el control de

tiristores de la potencia reactiva, permite el control dinámico de la tensión en el punto de conexión común con la red. La rápida respuesta de un SVC lo hace muy adecuado para cumplir funciones como el estado estable y la estabilización de voltaje dinámico, lo que significa que la capacidad de transferencia de energía aumenta y reduce las variaciones de voltaje. Un SVC conectado directamente es un SVC en el que no es necesario conectar un transformador reductor entre la red eléctrica y el SVC. Obviamente, esto ofrece una serie de beneficios. El concepto SVC conectado directamente comprende típicamente módulos de válvulas de tiristores conectados en serie, de lo contrario, se utilizan equipos convencionales. El concepto se basa en las siguientes partes principales: Una bahía de disyuntor de alta tensión, un reactor controlado por tiristores (TCR), un conjunto de filtros de armónicos (FC), equipo de control y protección, equipo de potencia auxiliar. Por supuesto, permitir la conexión directa de un SVC a una red de 69 kV requiere una serie de desarrollos en los esquemas de SVC, particularmente cuando se trata de válvulas de tiristores. Esto se trata en detalle en el documento. Se destaca el rendimiento del SVC en un caso actual de 69 kV y, además, se presentan un par de aplicaciones particulares de los SVC conectados directamente. En conclusión, se resalta que un SVC conectado directamente es un SVC en el que no es necesario conectar un transformador reductor entre la red eléctrica y el SVC. Obviamente, esto ofrece una serie de beneficios, como un esquema de SVC simplificado, ahorros en costos de hardware, espacio reducido y menores pérdidas. Además, no tener que incluir un transformador reductor significa menos necesidad de mantenimiento y no hay manipulación de aceite ni riesgos de incendio normalmente asociados con los transformadores de potencia. Una ventaja importante del concepto SVC conectado directamente es también la capacidad de acortar la duración del proyecto, ya que el concepto no se ve afectado por los largos tiempos de entrega del transformador. La viabilidad del concepto se demuestra en el artículo, en

particular sobre las válvulas de tiristores de 69 kV, pero también sobre otras partes vitales de la SVC que se ven afectadas.

Por otro lado [15], en la investigación llamada Localización Óptima de Facts Serie en Sistemas de Transmisión Considerando el Flujo de Potencia Activa. En este trabajo se desarrolló una metodología de 2 niveles que permite localizar de manera óptima dispositivos FACTS serie en sistemas de transmisión, considerando solamente el flujo de potencia activa. En el nivel superior se resuelve, mediante un algoritmo genético, el problema de la localización de los FACTS mientras que, en el inferior, se optimiza mediante programación lineal y un flujo de carga AC la generación y la potencia a manejar por los dispositivos a instalar. De esta manera puede determinarse entre otros objetivos, el grado de cargabilidad máxima que podría soportar el sistema antes de necesitar un nuevo corredor de energía. La metodología fue aprobada en 2 casos de 6 y 14 barras respectivamente lográndose obtener resultados que demuestran la aplicabilidad de la misma. Una vez definidas ambas metodologías se procedió a evaluarlas usando para ello dos sistemas de potencia de prueba: uno de 6 barras y el estándar de 14 barras de IEEE. A dichos sistemas se les incrementó la carga gradualmente respecto al caso base con el propósito de obtener violaciones en las líneas. Se espera de esta manera que la instalación de dispositivos FACTS permita corregir las violaciones, aumentando la cargabilidad de los sistemas de potencia. El sistema de 6 barras es un sistema sencillo que cuenta con once líneas, mientras que el de 14 barras posee 20 ramas en dos distintos niveles de tensión. Al ir aumentando la demanda paulatinamente se comenzaron a registrar violaciones en distintas líneas de cada uno de los sistemas. Es importante recalcar que en este escenario no existe ningún FACTS serie instalado. De manera análoga, se presentan los resultados obtenidos para ambos sistemas ante el caso del máximo incremento de carga posible. Para el caso de 6 barras, la máxima cargabilidad alcanzada corresponde al valor de

13% sin necesidad de agregar nuevas líneas ni generadores. De intentar exceder este valor los nexos 5 y 8 violaran su límite térmico. Nótese por ejemplo que el algoritmo AG-FCOL-Me obtuvo una solución que además de ser la mejor económicamente hablando, implica la ubicación de FACTS en nexos distintos a los que imponen la restricción. Como puede verse de los resultados obtenidos, la inclusión de dispositivos FACTS serie en los sistemas estudiados permitió redistribuir los flujos de potencia por sus nexos y en consecuencia incrementar la demanda sin necesidad de incluir nuevos generadores o corredores de energía, permitiendo sacar más provecho de las capacidades instaladas Evaluando ambos métodos bajo distintas condiciones iniciales (número de individuos por población, número de generaciones, probabilidad de cruce, etc.) por más de 792 horas de simulación, lo que equivale a 33 días de esfuerzo computacional, puede concluirse que el método AG-FCOLA resultó más ventajoso que AG-FCOL-M aunque requiere más tiempo de simulación. Es importante notar que la optimización obtenida en este trabajo, está basada sólo en el flujo de potencia activa de las líneas. En futuros trabajos se incluirá la optimización de potencia reactiva, de manera de garantizar el óptimo global.

1.2 Bases Teóricas

Se toma de partida para ilustrar la solución y argumentación de manera sustancial la ubicación óptima de los dispositivos FACTS, en este caso particular un SVC, depende de las características de cada sistema eléctrico de potencia (SEP). Por esta razón es necesario identificar la matriz de conectividad del mismo, es decir, los datos binarios que representa la topología del sistema, la cual tiene dimensiones de $n * n$; siendo n la cantidad de barras del sistema.

Dentro del mismo orden de ideas, se hace necesario indicar desde un punto de vista práctico mediante el método Newton-Raphson, aplicando flujos de carga en AC, como criterio de condición estable, útil para dimensionar y

ubicar un SVC, con lo cual se encuentran los valores de potencia reactiva, barras colectoras de subestaciones con bajo voltaje y el flujo de carga de las líneas de transmisión, pudiendo así identificar los valores en donde incurre las violaciones en la operación del sistema.

Con el control que proporciona esta tecnología, se puede obtener una redistribución del flujo de energía, así como también un aumento en la capacidad de transmisión de potencia que permitiría al sistema suplir demandas mayores, logrando de esta manera retrasos considerables en inversiones para la construcción de nuevos corredores de energía.

En tal sentido, la propuesta de implementación de SVC en el SENI, presentada en esta investigación se fundamenta en la aplicación del método antes planteado, como método estático para dimensionarlo, en ese orden de idea y para fortalecer dicha investigación, según [16] emplea procesos de simulación y propone un enfoque cuantitativo, puesto que se busca encontrar el número mínimo de SVC en un SEP y que garantice los niveles de voltajes adecuados en el rango operativo estipulado, así permitiéndole a las líneas de transmisión trabajar a su máxima capacidad, con el menor monto de inversión. Para esto, propone un modelo de optimización y así proporcionar información útil para decidir la ubicación de los dispositivos de compensación y el número de ellos, mediante el método de Newton-Raphson, sujeto a encontrar valores iniciales de potencia reactiva en el SEP, como función objetivo y sus respectivas restricciones, dando origen así, a un proceso de optimización que tiene como finalidad lograr encontrar el número mínimo y ubicación de los SVC, como es el caso de uno de los objetivos de la presente investigación.

Igualmente, si bien los equipos SVC surgen como una posible solución al problema de flexibilidad de los flujos de energía, con ellos surgen interrogantes, tales como ¿dónde instalar dichos dispositivos? y ¿cómo ajustar sus parámetros de control para obtener los mayores beneficios de la condición

operativa de interés?, por ende para este trabajo de investigación la ubicación se establece como criterio operativo para el control de tensión, como principal punto de partida, abordando el problema de la localización óptima del dispositivo SVC, mediante la consideración del ajuste de voltaje máximo y mínimo permitido en los nodos pilotos y la interacción de los generadores participantes, ambos pertenecientes al SENI, En los nodos de referencia del sistema de potencia, se varían las consignas de voltaje, como también en las diferentes centrales generadoras participantes, a fin de obtener una secuencia de operación de equipos de compensación existente, lo cual trae como resultado, la disponibilidad de fuentes de potencia reactiva, para lograr una tensión objetivo e identificar deficiencias de potencia reactiva que pudieran ser ventajosas para utilizarse como aspecto determinante en la ubicación estratégica del SVC. En cualquiera de los nodos de una zona, para el caso de República Dominicana, se consideran las zonas Central, Norte, Sur y Este.

Como consideración adicional de acuerdo a los fundamentos en lo que respecta al método de flujo de carga en AC mediante la utilización del criterio de Newton-Raphson, se agrega la aplicación del método de sensibilidad de flujo de carga, con el propósito de obtener resultados más selectos en cuanto al incremento o disminución de la tensión por la cantidad de potencia reactiva (Q) inyectados a la red, ya que se realiza un análisis de sensibilidad de voltaje basado en la linealización del sistema, alrededor del punto operacional resultante a través del cálculo de flujo de carga. Dicho método es aplicado a los elementos diagonales y a barras colectoras pertenecientes a un SEP para obtener registros del efecto de las inyecciones de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) en cada barra colectora y ramales adyacentes del sistema, este efecto se refleja sobre la magnitud y el ángulo de la tensión, Esto significa que las sensibilidades se calculan para todas las barras colectoras y para todas las derivaciones, de acuerdo con las variaciones de potencia (P y Q) en las barras colectoras conectadas directamente. De acuerdo a análisis

similares con respecto al método antes comentado, Según [5], el principal objetivo del análisis de sensibilidad en este trabajo es identificar la situación que podría ocurrir debido a la sensibilidad del flujo de carga en ciertas barras. Se obtiene la potencia compleja máxima que pasa por cada línea en la condición de flujo de carga normal y en el caso de una sensibilidad de una sola barra. Así mismo el autor del documento se enfoca en ampliar que, la sensibilidad al flujo de carga a menudo se requiere no solo para conocer el punto crítico de un sistema, sino también, cómo el punto crítico se ve afectado por el flujo de energía, la carga o los cambios de voltaje del bus. Adicionalmente expone que, para hacer este método, utiliza la herramienta de análisis de sensibilidad de Power Factory para realiza cálculos tales como sensibilidades de voltaje y sensibilidades de flujo de rama para identificar las partes fuertes y débiles de la red.

Como otra alternativa técnica-teórica de ubicación de un SVC, se valoran otros aspectos a considerar para conocer y manejar las posibilidades de ubicación y lograr establecer el objetivo antes comentado, igualmente serán tomados en cuenta en este trabajo final para ser más eficaz en el resultado, en tal sentido, se comenta que habitualmente los SVC se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo, esto significa que normalmente la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común (PCC). Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción. Según [2] utiliza en su análisis técnico de ubicación de SVC, las tres posiciones diferentes antes expuesta como antecedentes bibliográficos y fundamentación teórica, igualmente, son tomados como base en una metodología para

seleccionar y ubicar las contingencias a analizar para una posible ubicación, así como también para otras posibles ubicaciones.

Otro punto de interés para la ubicación óptima de SVC, se denomina etapa de planificación, la cual se puede indicar como una fase bien definida y de nivel superior, por ser de gran importancia, debido a que busca resolver la inquietud antes planteada, como: ¿dónde instalar dichos dispositivos?, en este mismo orden de ideas, se aborda la planificación con la proyección de la demanda a mediano plazo, prevista para el SENI, explorando las cargas para un tiempo comprendido del año 2021 hasta 2024, especificado de la siguiente manera: dos (2) años estimados para el proceso de construcción y puesta en servicio de este dispositivo FACT y un (1) año de proyección de demanda, como tiempo máximo para delimitar este trabajo final, con lo cual será enfocada la integración de futuras cargas, como son nuevas subestaciones de distribución, obras de transmisión y fuentes de energía renovable no convencional. En correspondencia a lo antes tratado, según [15] también se basa en la planificación para la localización óptima de dispositivos FACTS en sistemas de transmisión, la cual es proyectada como segunda etapa, en un nivel superior, para el planteamiento general del problema, tratando así de resolver las mismas inquietudes que fueron indicadas al inicio, con la diferencia de que la planificación no es definida, sino a través de una metodología específica, desarrollado con un procedimiento que realiza la optimización a través de algoritmos genéticos (AG), es decir, se ejecuta la optimización simulando el proceso de evolución en la naturaleza, generando adaptabilidad de un individuo dentro de una población determinada.

Como parte final de las sustentaciones se realizará la aplicación del cálculo de cortocircuito en la red de transmisión con el SVC ya propuesto en la zona crítica, es decir, en la zona que presenta con niveles de tensión fuera del rango operativo permitido, con la finalidad de evidenciar el comportamiento de este dispositivo ante la presencia de fallas de cortocircuito monofásico,

particularmente esta, debido a que es la más común ocurrida en un SEP. Además, con esta actuación de un cortocircuito en la red, el SVC detecta la caída de tensión resultante en el sistema que esté conectado, independientemente del nivel de tensión, así mismo modifica su impedancia para restaurar rápidamente la tensión en la red conectada. Como resultado de la avería, los generadores del sistema comienzan también a aumentar su potencia reactiva de salida para restablecer la tensión en las máquinas. El SVC asegura que este proceso sea suavemente en el lugar del evento, de manera que el efecto del cortocircuito no se traslade a la ciudad. Cabe destacar que, al reparar la avería, frecuentemente se produce una sobretensión como resultado de la acción de los excitadores, el SVC contrarresta esta sobretensión transitoria, debido a la actuación del SVC durante y después de la avería, los cambios de la tensión son prácticamente imperceptibles en los puntos de carga de la ciudad, por consiguiente, se puede decir que el SVC aísla la ciudad de los efectos producidos por la avería en el sistema remoto. Según [12] como manual del usuario de la herramienta computacional a utilizar en el desarrollo de esta investigación para verificar dicho comportamiento, establece los fundamentos para ejecutar lo planteado anteriormente, en cuanto a métodos se refiere, logrando realizar estimaciones, con los métodos IEC y VDE, que utilizan una fuente de voltaje equivalente en el lugar de la falla y los mismos se han aceptado generalmente en países que utilizan estándares basados en IEC. Para el cálculo de fallas de CA, los métodos IEC 60909 y VDE 0102 funcionan independientemente del flujo de carga del punto de operación de un sistema. Los métodos se basan en las dimensiones nominales o calculadas del punto de operación de un sistema y utilizan factores de corrección para voltajes e impedancias, para dar resultados conservadores. Otro método que se fundamenta y es plasmado en el citado documento, es el muy similar método ANSI para el cálculo de fallas de CA, que se usa principalmente en América del Norte, pero también se acepta en otros países que diseñan en base a los estándares de la norma ANSI. El método ANSI se

basa en las Normas IEEE C37.010 que es para equipos aplicados en sistemas de media y alta tensión (mayor a 1000 Voltios) y C37.13, que es para interruptores de potencia en sistemas de baja tensión (menos de 1000 voltios).

Por último, también es de considerar que según [19] expone que, el problema de estabilidad de la tensión es de naturaleza dinámica y el mismo puede simplificarse, así como también modelarse desde un punto de vista de régimen permanente, con lo cual se efectúan análisis de manera más sencilla para identificar los problemas de estabilidad de tensión. Por lo tanto, dicha referencia se toma como punto de interés para analizar el estudio de la red con la interacción del SVC, a fin de modelar de manera estática el comportamiento del dispositivo FACTS-SVC en el intervalo de tiempo que existe entre la situación de pre-falla y post-falla ante la ocurrencia de una perturbación, como es el caso de una falla de cortocircuito, para observar la acción de control de inyección de potencia reactiva y el tiempo de respuesta de restauración de la tensión ante esta falla, con la intención de compararlo con los resultados de esta propuesta de implementación de SVC en el SENI.

1.3 Definición de términos básicos

1.3.1 Compensador estático de VAR (SVC)

El compensador estático de reactivos es el primer dispositivo FACT utilizado masivamente en los sistemas de transmisión alrededor del mundo desde la década de los 70's. Su principal aplicación ha sido la de proveer control de tensión, ya sea a través de la mantención de los perfiles de tensión dentro de las bandas permitidas, o bien, a través de la provisión de una reserva rápida en caso de contingencias y fenómenos transitorios; su utilización repercute, de esta forma, en una mejora en la seguridad de todo el sistema. [7]

El SVC es un dispositivo conectado en paralelo al sistema eléctrico de potencia, que consiste en un grupo de bancos de capacitores e inductores, el

cual cuenta con una rápida acción de control por medio de la conmutación de tiristores. De igual manera este equipo puede ser considerado como una reactancia capacitiva y/o inductiva variable, la cual es ajustada en respuesta a las condiciones de operación del sistema de potencia, a fin de controlar parámetros específicos de la red eléctrica.[10]

El compensador estático, está capacitado para inyectar o absorber potencia reactiva, ajustando su salida para intercambiar corriente capacitiva o inductiva, de esta manera mantener ciertos parámetros específicos de un sistema eléctrico de potencia, particularmente en una barra de tensión. El SVC está basado en tiristores sin la capacidad de apagado (turn-off gate), en él se incluyen dispositivos separados, a fin de adelantar o retrasar variables, el “Thyristor-controlled reactor” (TCR) o el “Thyristor-switched reactor” (TSR) para absorber la potencia reactiva y el “Thyristor-switched capacitor” (TSC) para entregar la potencia reactiva. [6]

Thyristor-controlled reactor (TCR) es un dispositivo de conexión Shunt de reactancia controlado por tiristores, cuya reactancia efectiva es variada de forma continua mediante la conducción parcial y controlada por la válvula del tiristor.[6] El TCR es un subconjunto de los SVC y la corriente que circula a través del TCR se controla por ángulo de fase, con la amplitud de corriente establecida una vez cada medio ciclo. Esto proporciona los medios necesarios para el control dinámico y continuo de la potencia reactiva en todo el rango del SVC.

Thyristor-switched reactor (TSR) es un dispositivo de conexión Shunt de reactancia conmutada por tiristores cuya reactancia es variada en forma de saltos por una conducción completa o nula operada en la válvula de tiristores. EL TSR está hecho de varias inductancias completa o nula en válvula de tiristores. El TSR está hecho de varias reactancias conectadas en Shunt, las cuales son activadas por tiristores sin ningún control de ángulo de disparo, de modo de entregar los saltos o pasos de cambio en la potencia reactiva

consumida del sistema. Este sistema resulta de bajo costo y pérdidas, pero sin ningún control continuo.[6]

Thyristor-switched capacitor (TSC) es un dispositivo de conexión Shunt de condensador conmutado por tiristores, cuya reactancia es variada en forma de salto por una conducción completa o nula operada en la válvula de tiristores. El TSC también es un subconjunto del SVC y está basado en tiristores que actúan como interruptores AC, que permiten conectar o desconectar los condensadores conectados en Shunt, de modo de realizar el paso que permite el cambio en la potencia reactiva inyectada al sistema eléctrico.[6]

Su principal aplicación ha sido la de proporcionar el control de tensión, ya sea a través de mantener los perfiles de tensión dentro de las bandas permitidas, o bien asegurar una reserva rápida en caso de contingencias y fenómenos transitorios. Otra aplicación es mejorar la estabilidad sincrónica, mejorar la amortiguación del sistema de transmisión de energía eléctrica y equilibrar de manera dinámica la carga. [6] El uso de este dispositivo resulta de esta forma una ventaja en lo que respecta a la seguridad de todo el sistema de transmisión.

Un aspecto importante de destacar es que, normalmente los SVC se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo, esto significa que, regularmente, la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común (PCC). Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.[8]

Para finalizar este apartado se expone la figura, con la configuración de un sistema SVC y sus distintos componentes.

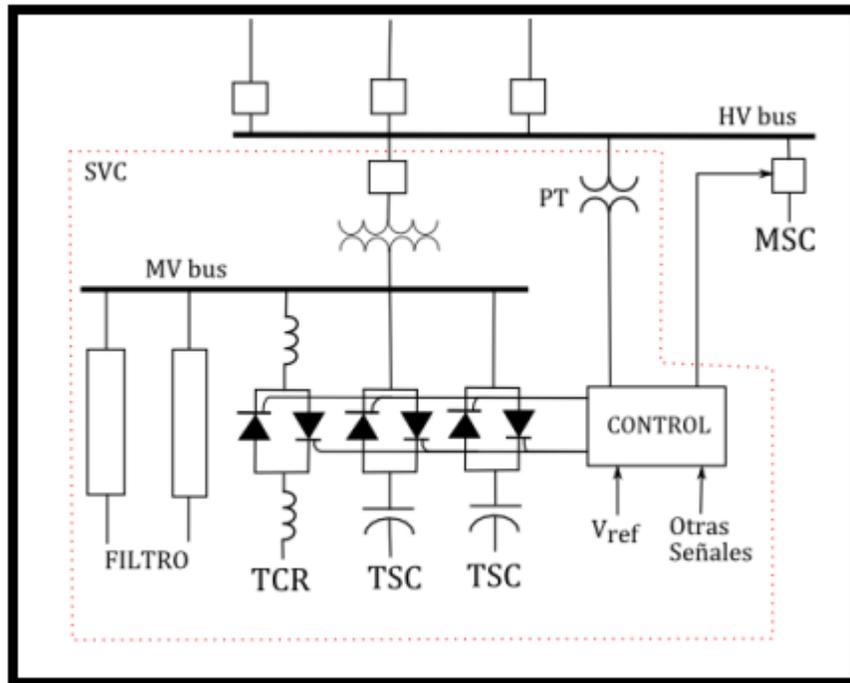


Figura 1. Configuración Típica de un Sistema SVC [20]

1.3.2 Sistema eléctrico nacional interconectado (SENI)

El SENI, representa el conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador.[1]

Para caracterizar la operación del SENI, se pueden definir cinco posibles estados de operación, estos estados son: estado normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y de recuperación.

En lo que se refiere al estado normal, se indican las variables de control que caracterizan el estado del sistema que se encuentran dentro de los márgenes de operación normal y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias establecidos. Todas las restricciones están satisfechas, por lo que la generación es adecuada para satisfacer la demanda y no existe ningún

equipo sobrecargado. Los márgenes de reserva para la generación y transmisión son suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado con respecto a las posibles perturbaciones a las que el sistema sea sometido, de acuerdo con las políticas de operación.

Estado de alerta es la etapa cuando, aún con valores adecuado de las variables del sistema no cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias. En cuanto al estado de emergencia se debe a uno o más variables del sistema que presentan valores fuera de los márgenes de operación normal, pero si el estado pasa a la condición extrema, es debido a que el sistema se encuentra dividido en isla, propiciado perder el sistema en su totalidad si no se toman medidas de control extremas. Finalmente se hace referencia el estado de restauración que, debido a las pérdidas del suministro en una zona eléctrica o en la totalidad del sistema eléctrico, y donde el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Otro carácter importante de mencionar son los criterios de seguridad en los sistemas eléctricos de potencia, que no pueden evitar ser afectados por fallas impredecibles y fracasos, como la caída de rayos en las líneas de transmisión, fallas mecánicas en las centrales eléctrica o incendios en subestaciones. En virtud de que la naturaleza de estos fenómenos es inevitable y que suceden con relativa frecuencia, todos los sistemas de potencia deberán ser destinados a soportarlos sin necesariamente estar en estado de emergencia con el fin de evitar apagones o desconexiones a los consumidores. En tal sentido, el sistema debe operar con un margen suficiente para tal fin, dicho margen puede explicarse en términos de dos elementos, como son, la reserva de generación y la reserva de capacidad de transmisión.

1.3.3 Potencia natural de la línea, Surge Impedance Loading (SIL)

El SIL de una línea se puede definir como el valor de potencia real que es capaz de transmitirse a través de una línea sin que se produzcan caídas de tensión a lo largo de la línea, reflejándose la misma tensión eficaz a lo largo

de toda la línea y siendo el requerimiento de potencia reactiva nulo, es decir, la capacitancia paralela de la línea compensa exactamente la reactancia serie de la misma y las pérdidas se desprecian.

El SIL de una línea de transmisión depende de varios factores entre los que se puede mencionar la tensión nominal de operación de la red y la impedancia característica de la misma. A mayor nivel de tensión, mayor es el SIL de la línea en un mismo conductor; operar una línea al valor de su SIL y debido a esto suelen aparecer caídas de tensión en la barra receptora del sistema eléctrico que son analizados. Dependiendo de la potencia transportada, la tensión aumenta o disminuye a lo largo de la línea debido a la caída de tensión en la impedancia de la misma.[10]

1.3.4 Cantidad requerida de potencia reactiva para la instalación de un SVC

La necesidad de potencia reactiva para la instalación de un SVC, se basa en la compensación de la potencia reactiva para la red eléctrica, que a su vez tiene por objetivo aumentar la disponibilidad de la energía en la red. Para ello se pretende abordar dos aspectos relacionados entre sí. El primero consiste en dar respuesta a la demanda de potencia reactiva de los distintos puntos de consumo, el segundo se basa en conseguir que ésta demanda tenga el mínimo efecto posible en la tensión. Por lo cual, la caída de tensión de la red en un determinado nodo depende de la demanda en ese nodo, es decir, la demanda caracteriza la caída de tensión.

En tal sentido, el colapso de tensiones es causado por la incapacidad del sistema para suplir la demanda por potencia reactiva en ciertas cargas. Una caída en el voltaje de la carga trae consigo un aumento de la demanda por potencia reactiva, la que, de no ser proporcionada por el sistema, repercute en una sucesiva caída de la tensión, lo que involucra nuevamente la necesidad de proporcionar mayor cantidad de potencia reactiva. Bajo esta dinámica, la

tensión de la barra decae rápidamente, pudiendo extenderse hacia zonas eléctricas aledañas formando un efecto en cadena que puede incluso provocar un apagón en el sistema. [8]

Una situación que puede provocar un colapso de tensiones ocurre ante la caída de un circuito de una línea de transmisión que une a un sistema de potencia con una carga industrial (es decir, con una participación considerable de motores de inducción en el total del consumo). Al ocurrir dicha contingencia, ocurre una caída de la tensión, lo que repercute en el aumento del consumo de reactivos por parte de los motores. Esta situación puede ser corregida si la carga requerida por los motores se proporciona por compensaciones estáticas de la misma magnitud. No obstante, lo ocurrido durante la contingencia implica una acción rápida por parte de dichas compensaciones, lo que no es posible con un banco de condensadores de pasos discretos operado con interruptores mecánicos. Un SVC puede proporcionar dicha compensación con la suficiente rapidez, siendo el voltaje final de estabilización una función de su máxima potencia reactiva capacitiva. [8]

1.3.5 Capacidad de transporte de una línea

Es la máxima potencia que puede transmitirse por una línea hasta el extremo receptor, visto desde un punto de vista estático, depende fundamentalmente de 4 condicionantes: la impedancia serie de la línea, tensión de servicio, factor de potencia de la carga y presencia de dispositivos capaces de regular la tensión mediante inyección de potencia reactiva. [10]

1.3.6 Regulación de tensión

Consiste como el cambio en la tensión de la barra receptora cuando la carga varía de cero a un determinado valor de carga, con un factor de potencia especificado, mientras la tensión en el extremo emisor se mantiene constante.[10]

En la práctica, las tensiones en las líneas presentan variaciones según la carga conectada en cada momento o de acuerdo a como se esté operando la misma. Se ha establecido que cuando las líneas de extra alto voltaje (EHV) se mantienen dentro de un $\pm 5\%$ de su valor nominal, equivalente a un 10% de la regulación de tensión (RT), con lo cual, no suelen ocurrir problemas operacionales en el sistema.

1.3.7 Ubicación óptima del SVC para el SENI, de acuerdo a criterios técnicos

Para lograr obtener un resultado competente del SVC en el SENI, es necesario realizar análisis de los criterios técnico-teórico sobre las características del mismo y a su vez conocer las posibilidades de ubicación en el sistema eléctrico de potencia, para este caso, el de República Dominicana; con lo cual, se logrará el máximo aprovechamiento de las posibilidades que nos brindan este dispositivo. A continuación, se muestran algunos de los criterios a considerar al momento de seleccionar la ubicación de un SVC.

- Presencia de centro de cargas importantes: La razón habitual para instalar sistemas de SVC en centros de carga, es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión. Los centros de carga pueden estar al final de una red radial o en un esquema mallado. La característica común de ambas ubicaciones es que las cargas están situadas lejos de grandes centralles eléctricas. Si se produce un cortocircuito en la red, el SVC detecta la tensión en la red. Como resultado de la avería, los alternadores del sistema comienzan también a aumentar su potencia reactiva de salida para restablecer la tensión en las máquinas. El SVC asegura que este proceso tenga lugar suavemente, de manera que el efecto del cortocircuito no se note en la ciudad. Al reparar la avería, frecuentemente se produce una sobretensión como resultado de la acción de los excitadores. El SVC contrarresta esta sobretensión transitoria.

Debido a la actuación del SVC durante y después de la avería, los cambios de la tensión son prácticamente imperceptibles en los puntos de carga de la ciudad. Por consiguiente, se puede decir que el SVC aísla la ciudad de los efectos producidos por la avería en el sistema remoto.[9] Los SVC también tienen un papel en la regulación diaria de la tensión, que, de no aplicarse medidas correctivas, variaría con la distribución de la carga. El compensador asegura que los clientes no perciban tal variación. Cuando aumenta la carga se reducirá la tensión en los niveles de subtransmisión y distribución. La conmutación automática de tomas, que implica un gran número de transformadores de potencia, contrarresta esta caída de tensión. Como resultado de la conmutación de tomas, la tensión en el sistema de alta tensión disminuirá aún más (un conmutador de tomas nunca soluciona el problema causado por una caída de tensión, tan sólo lo desplaza a un nivel superior de tensión). La potencia reactiva del SVC aumenta, por tanto, para impedir la reducción de tensión. Ahora hay dos posibilidades: la primera es que el SVC sea lo bastante grande como para tratar esta variación de carga diaria y todavía tenga capacidad de reserva para tareas dinámicas importantes; de no ser así, el centro de distribución conecta las baterías de condensadores en el nivel de sistema cuando la potencia de salida del SVC sobrepasa cierto valor, con el fin de restablecer la capacidad dinámica del SVC. Probablemente, la misión más importante de un SVC es contrarrestar las posibles caídas de tensión que se producen, por ejemplo, durante los picos de carga, momentos en que muchos puntos de carga son vulnerables. Estas condiciones se producen en zonas de carga situadas relativamente lejos de las centrales, las cuales permitirían obtener un apoyo para la tensión. Al aumentar la carga, la tensión en estos puntos comienza a disminuir. Si una línea importante de transmisión de energía se avería durante una demanda máxima de carga, el riesgo de bajo voltaje de operación es evidente. Este peligro se contrarresta eficazmente inyectando rápidamente una gran cantidad de

potencia reactiva en el punto de carga. El centro de distribución debe operar siempre el sistema de modo que esta pueda soportar una perturbación de este tipo. Sin los SVC sería necesaria una mayor capacidad de las líneas de transmisión de energía (potencia de cortocircuito más alta) o un condensador sincrónico para satisfacer este requisito.[9]

- En subestaciones críticas: Otra ubicación característica de los SVC está en las barras críticas de la red. Normalmente, estos SVC se instalan para impedir las bajas tensiones durante las variaciones de potencia activa y para evitar sobretensiones o subtensiones temporales excesivas en el caso de que se pierdan estaciones generadoras o líneas de transmisión importantes. Otra misión importante es prestar un continuo apoyo al suministro de tensión durante el ciclo diario de carga para que no sea necesario tener activadas grandes baterías de condensadores, lo que podría generar condiciones de tensión problemáticas durante, y sobre todo después, de la reparación de averías graves de la red. La amortiguación de las oscilaciones de potencia es otra misión de los SVC. De acuerdo a la circunstancia de que esté ubicado en el punto adecuado de la red, el SVC podrá contribuir a una amortiguación importante de las variaciones de potencia. Esta aplicación de los SVC, se hace cada vez más importante a medida que las compañías eléctricas aumentan la carga de las líneas hasta niveles muy por encima de la carga de impedancia de sobretensión (SIL). De hecho, hay compañías que hacen funcionar sus líneas a dos o tres veces dicha carga. En tales casos, se debe dar prioridad al soporte de potencia reactiva.[9]
- En caso de grandes cargas: también se instalan sistemas SVC en el punto de alimentación de industrias importantes u otros tipos de cargas comerciales. En las acerías, por ejemplo, actúan como compensadores en los hornos de arco eléctrico para asegurar que los demás clientes conectados a la red no tengan problemas con la calidad de la energía que

perciben. Estos compensadores, denominados SVC industriales, se salen del campo que trata este trabajo. Sin embargo, hay un tipo de compensador interesante diseñado para cargas especiales, aunque es todavía un SVC para compañía eléctrica. Se trata del SVC de equilibrio de la carga, utilizado en subestaciones a las que están conectados modernos sistemas de tracción a 50Hz, por ejemplo, un sistema de ferrocarril requiere alimentación de energía cada 50 Km. Las cargas de los sistemas de tracción son monofásicas y están alimentadas directamente por transformadores conectados entre dos fases de la red de energía. Este tipo de subestaciones tiene una carga característica de 50 MVA. Al tomar dicha carga entre dos fases se produce un desequilibrio en el sistema de transmisión de energía. En general, no es fácil encontrar en la red de distribución de energía puntos con una potencia de cortocircuito lo bastante alta como para tolerar una asimetría de carga en todos los lugares en que se requieren subestaciones. El desequilibrio genera problemas para otros clientes conectados a la red, que reciben energía de peor calidad. Los SVC tienen la capacidad de equilibrar perfectamente estas redes.[9].

CAPÍTULO II PROPUESTA

En el presente proyecto se muestra la propuesta de implementación de un SVC para el SENI de República Dominicana, el cual se puede considerar de gran aporte y solución al sistema, en tal sentido se plantea para reducir las oscilaciones de potencia activa por medio de la modulación de la amplitud de la tensión para el SENI.

De igual manera, la compensación estática de potencia reactiva es equivalente a un controlador de tensión en el sistema. Este dispositivo tipo FACT controla la tensión de la red ajustando la cantidad de potencia reactiva que pueda absorber o suministrar al sistema.

Es importante destacar que, la implementación del SVC se hace necesario para estabilizar transitorios de potencias pulsantes y sus amplitudes de gran tamaño. Del mismo modo, para estabilizar la tensión y compensar la variación de potencia mediante el control rápido de potencia reactiva. También son necesarios los filtros para eliminar los armónicos, los cuales son adicionados al banco de condensadores.

Es de considerar que, los beneficios de este dispositivo pueden verse como un factor estable a los sistemas eléctrico, especificando los siguientes: reducción de fluctuaciones de tensión (flicker), estabilización de la tensión, compensación de la potencia reactiva mejorando el factor de potencia e incrementar la tensión en barras de mayor carga.

En tal sentido, el SVC está formado por una bobina de reactancia fija conectada en serie al controlador de corriente alterna de tiristores bidireccionales (TCR) y un banco de capacitores en paralelo. La operación del puente se regula por medio de un sistema de control que debe de ajustar la magnitud del flujo de corriente en los reactores (variación de la susceptancia).

Adicionalmente, este dispositivo debe estar fabricado de tal manera que garantice la calidad de sus componentes tales como: condensadores,

reactores, tiristores de control, sistemas de protección y el control digital, este último se realiza mediante la implementación de una interface hombre – máquina (HMI).

La instalación de equipos SVC en uno o más puntos seleccionados de la red, puede aumentar la capacidad de transporte y reducir las pérdidas, a la vez que mantiene niveles estables de tensión en las distintas situaciones de la red. Los bancos de condensadores en un SVC son nivelados para la máxima salida capacitiva, donde sea que el banco de reactores este nivelado para máxima salida inductiva; el transformador de acoplamiento y el circuito electrónico deben estar dimensionados para la suma de salida máxima capacitiva e inductiva. Se debe aclarar que la capacidad instalada del SVC para la compensación solamente está determinada por el tamaño de sus componentes reactivos y por lo que implica su tamaño físico y mantenimiento.

Igualmente, la implementación de los SVC's en el sistema, tiene que ver con la calidad del servicio eléctrico, aumentando la confiabilidad del sistema. Del mismo modo, cuando ocurren fallas por perturbaciones en el sistema, el resultado es que la línea de transmisión colapse y el centro de carga se desconecte parcialmente de la fuente de energía, sobre la línea de transmisión colapsada. Estas condiciones no permiten que la potencia reactiva mantenga los niveles de tensión adecuados, es por ello que, el problema y su solución deben desarrollarse mediante el análisis de desempeño del controlador SVC, ya que, en las líneas de transmisión las cargas eléctricas generan y absorben energía reactiva.

Por otro lado, dado que la carga varía considerablemente de una hora a otra, la potencia reactiva resultante en la red también varía y como consecuencia se producen variaciones inaceptables de los niveles de tensión o incluso bajas de tensión que pueden llegar a convertirse en caídas totales.

En función de lo anteriormente señalado, es importante destacar que el SVC reacciona rápidamente, proporcionando la energía reactiva requerida para controlar las variaciones dinámicas de tensión, en diferentes condiciones del sistema y así, mejorando el rendimiento del sistema eléctrico de generación y transporte.

Finalmente, la propuesta de implementación de SVC para el SENI de República Dominicana, planteada en el presente anteproyecto, marca una apertura valiosa y se puede considerar como un sistema usado para incrementar la calidad de energía eléctrica y con ello conseguir diversos beneficios: la compensación de la energía reactiva, un nivel constante de voltaje más alto y un nivel de distorsión más reducido, al mismo tiempo puede generar muchas ventajas para el usuario, como: el incremento de producción, reducción de pérdidas de potencias totales y evita los recargos por energía reactiva.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

3.1 Proceso Metodológico

La metodología utilizada para el desarrollo de la presente investigación fue descriptiva, explicativa y bibliográfica, permitiendo recopilar experiencias e implementaciones como aporte técnico de relevancia en el tema de estudio en otros países, así mismo se detallaron todos los aspectos importantes que permitieron la obtención de la información y resultados esperados, que se utilizaron de sustento a la propuesta planteada en el presente proyecto.

En esta investigación fue esencial, expresar la reserva de capacidad de transmisión como etapa importante en la planificación a mediano plazo, definida esta etapa, como la demanda a incorporarse y ser parte de un insumo, como criterio de seguridad para la implementación de esta propuesta. También la seguridad queda determinada principalmente por los procedimientos y acciones de control adoptados en la operación de sistema de transmisión, incluyendo los servicios complementarios necesarios, por lo tanto, en el proceso de análisis de criterio de la seguridad existente en la red, se incluyó las consideraciones de demanda a mediano plazo hasta el año 2024.

De acuerdo a las consideraciones antes mencionadas, se deben tomar en cuenta, la construcción de nuevas líneas de transmisión o la inclusión de dispositivos FACTS, particularmente en esta propuesta se enfatizó en la implementación de un SVC, como mecanismo de control y estabilizador de la tensión dinámica a fin de aumentar la capacidad de transferencia de energía y reducir la variación de tensión; esto como base de estudio de planeación del sistema de potencia para satisfacer la demanda en el instante de crecimiento de la carga y la incorporación de nueva generación al sistema eléctrico.

Para el desarrollo de la metodología se partió de los siguientes procedimientos para su inicialización:

Etapas sin proyecto:

En esta etapa se inició con la evaluación de la condición actual del SENI, a través de un análisis eléctrico ejecutando un flujo de carga a la base de datos del sistema eléctrico, la cual está definida por el Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI) con el Programa Diario Definitivo (PDD), cuyo programa contiene información actualizada diariamente en formato DIgSILENT Power Factory (versión 2019), involucrando lo que se refiere a la configuración del sistema de transmisión, detalle horario de cada una de las plantas generadoras del SENI en base a la disponibilidad por restricciones, detalle horario del voltaje de consignas de operación en los nodos considerados como pilotos de SENI, entre otros. Así mismo, este programa se puede obtener a través del portal del OC-SENI, identificado como www.oc.do, creando un “Usuario” a fin de estar registrado y cumplir con los parámetros de seguridad que se requiere, dando oportunidad de solicitar el programa cuando se necesarió para caso de estudio.

Con la ayuda de la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory se aplicó de manera práctica el cálculo de flujo de carga en AC al PDD, como método para obtener los valores de potencia reactiva y las barras de cargas en subestaciones con los valores de voltaje por debajo del nivel de tensión máximo permitido de operación en el sistema de transmisión, establecido como nivel de sobretensión mayor a 1.05 p.u. y un nivel de subtensiones menor a 0.95 p.u, definido por la RALGE, igualmente tomando en cuenta los escenarios de demanda horaria máxima abastecida, considerado entre los período P18 hasta P21, determinado como el instante de carga pesada según lo indican los reportes diario de operación del OC-SENI, pudiendo así identificar los valores en donde incurre las violaciones en la operación del sistema.

Posteriormente se realizó la variación de tensión de consigna máximo y mínimo permitido en los nodos pilotos establecidos como referencia para el

sistema de potencia y la interacción de los generadores participantes con la activación de la constante Q, dispuestos en las diferentes zonas pertenecientes al SENI, a fin de buscar la sensibilidad marginal y obtener una secuencia de operación de equipos de compensación existente, de igual forma la disponibilidad de fuentes de potencia reactiva para lograr una tensión objetivo e identificar deficiencias de potencia reactiva.

Seguidamente se aplicó la herramienta de análisis de sensibilidad de flujo de carga de DIgSILENT Power Factory para lograr resultados más selectos en cuanto al incremento o disminución de la tensión por la cantidad de potencia reactiva inyectada a la red, a través de interacción y la activación de la constante Q en los generadores, así como también la variación de tensión de consigna en los nodos pilotos, con esto se analizó la sensibilidad de voltaje alrededor de un punto operacional obteniendo valores expresados en p.u. por cada MVar necesarios en un punto o barra de carga del sistema y luego realizar una triangulación entre los MVar p.u. con el valor deseado de la tensión, para este caso a 1 p.u. en dichos puntos del SEP. Método útil para identificar las partes fuertes y débiles de la red para la ubicación del SVC.

Con todo lo aplicado anteriormente, se evidencia la condición actual de las diferentes zonas del SENI, para un nivel de tensión a 138 kV, las cuales actualmente están clasificadas en zona Central, Este, Norte y Sur, con el propósito de identificar el lugar y las barras de cargas con bajo y alto voltaje, así mismo, las zonas que muestran el déficit y el exceso de potencia reactiva en el sistema de transmisión. Los cuales se representaron gráficamente en función de la relación entre la magnitud de la tensión p.u. de las diferentes barras de carga del sistema y la variación de la tensión de consigna en p.u de los diferentes nodos pilotos establecidos en el SENI, con la finalidad de identificar las zonas más críticas del sistema.

Etapas con proyecto

1. Definición de la ubicación del SVC:

Para el desarrollo de esta fase, se tomó en cuenta los resultados obtenidos de la aplicación de sensibilidad de flujo de carga, a todas las barras de cargas por zonas pertenecientes al SENI, como se comentó en la sección de etapa sin proyecto, obteniendo una comparación de valores por zonas expresados en p.u. por cada MVAR necesarios para llevar a un valor deseado de la tensión de operación en las barras colectoras bajo estudio. Con esto se logró la determinación de la demanda de entrega de potencia reactiva del mencionado dispositivo FACT y la aplicación de los criterios de alternativas técnicas-teóricas para la ubicación de un SVC, lo cual es, considerado el criterio de ubicación de tres posiciones diferentes junto a centros de cargas importantes, es decir, grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas que generalmente están alejadas de la red y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.

2. Identificación de la demanda prevista a mediano plazo en el SENI:

En este punto, se exploró la carga prevista a mediano plazo para el SENI. La definición se enfocó en la integración futura de nuevas subestaciones de distribución, subestaciones de transmisión y energías renovables no convencionales (energía fotovoltaica) para el SENI. Así mismo dicha información fue compilada y soportada por datos del organismo operador del sistema, el cual es la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), a través del plan de expansión del sistema de transmisión eléctrico 2021-2035 [17], ya que contiene informaciones de procedencia multisectorial y a su vez, es la misma que proyecta y realiza las inversiones en el sistema de transmisión a mediano y largo plazo.

La proyección a mediano plazo fue comprendida con las nuevas cargas planificadas por parte de las tres (3) EDE'S para el período 2021 hasta 2024,

conjuntamente se hizo para la empresa de transmisión ETED, pero fue establecida como planificación definida, la puesta en servicio de las subestaciones Guerra y Bonaó 3 a un nivel de tensión de 345/138 kV, por último, solo se indicaron las centrales de generación fotovoltaica, que estaban planificadas para el período bajo estudio.

3. Condición de operación del SVC ante la presencia de falla de cortocircuito y la inclusión de la demanda a mediano plazo en el SENI:

En este aspecto se realizó la evaluación de operatividad del SVC ante un evento de cortocircuito en las zonas cercanas o en las subestaciones en las cuales fueron definidas la ubicación de este dispositivo FACTS, de acuerdo a las consideraciones ya expuesta en la sección denominada Definición de la Ubicación del SVC.

La evaluación fue planteada de dos maneras, ambas incluidas la proyección de la demanda a mediano plazo, prevista para los períodos anteriormente señalados e identificadas para las zonas en la cual se ubicaron los SVC, en donde el primer planteamiento se realizó la simulación de falla de cortocircuito de tipo monofásico en la subestación donde fue ubicado el SVC para verificar la capacidad de respuesta de restauración de la tensión en dicha instalación a través del control de potencia reactiva de este dispositivo FACTS ante la presencia de este evento de perturbación. El segundo planteamiento se ejecutó de la misma manera en lo que se refiere a la incorporación de la demanda a mediano plazo, a diferencia de la idea de la aplicación de simulación de falla de cortocircuito monofásico el cual fue planteado en la línea de transmisión que suministra energía eléctrica a la subestación donde se ubicaría el SVC, estimando que ocurra dicha falla al 50% de la longitud total de la línea de transmisión, con el propósito de comprobar el comportamiento del SVC en el instante de la recuperación de la tensión con esta perturbación.

3.2 Herramientas Computacionales para el procesamiento de la información

Para procesar la información y los datos que se obtuvieron de la metodología planteada en el punto anterior, se requirió de la utilización de una herramienta computacional llamada DIgSILENT Power Factory, la cual permitió la obtención de la información y resultados esperados, caracterizado por ser un instrumento muy utilizado para simular los sistemas eléctricos de potencia, en instituciones pertenecientes al sector eléctrico de carácter público y privado, así como también instituciones para uso educativo. Por ello, el uso correcto de sus módulos, fue esencial para asegurar una correcta modelación de los sistemas. El programa DIgSILENT, es una herramienta computacional avanzada de diseño asistido y de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia de tipo comerciales e industriales, con capacidad a gran escala, igualmente ha sido diseñado como un avanzado, integrado e interactivo paquete computacional dedicado a los sistemas de potencia para lograr los objetivos principales de planificación y operación.[12]

La naturaleza actual de los sistemas eléctricos de potencia se caracteriza por ser una compleja estructura formada por miles de elementos: generadores, transformadores, líneas, cargas, entre otros, cada uno de los cuales tienen asociados elementos de medición y control, de una naturaleza compleja. A futuro, la complejidad y las dimensiones de los problemas asociados a los sistemas de potencia aumentarán, en tal sentido, los análisis de estos sistemas se potencian por acometer en forma adecuada los estudios que la planificación y operación que los sistemas de potencia requieren.

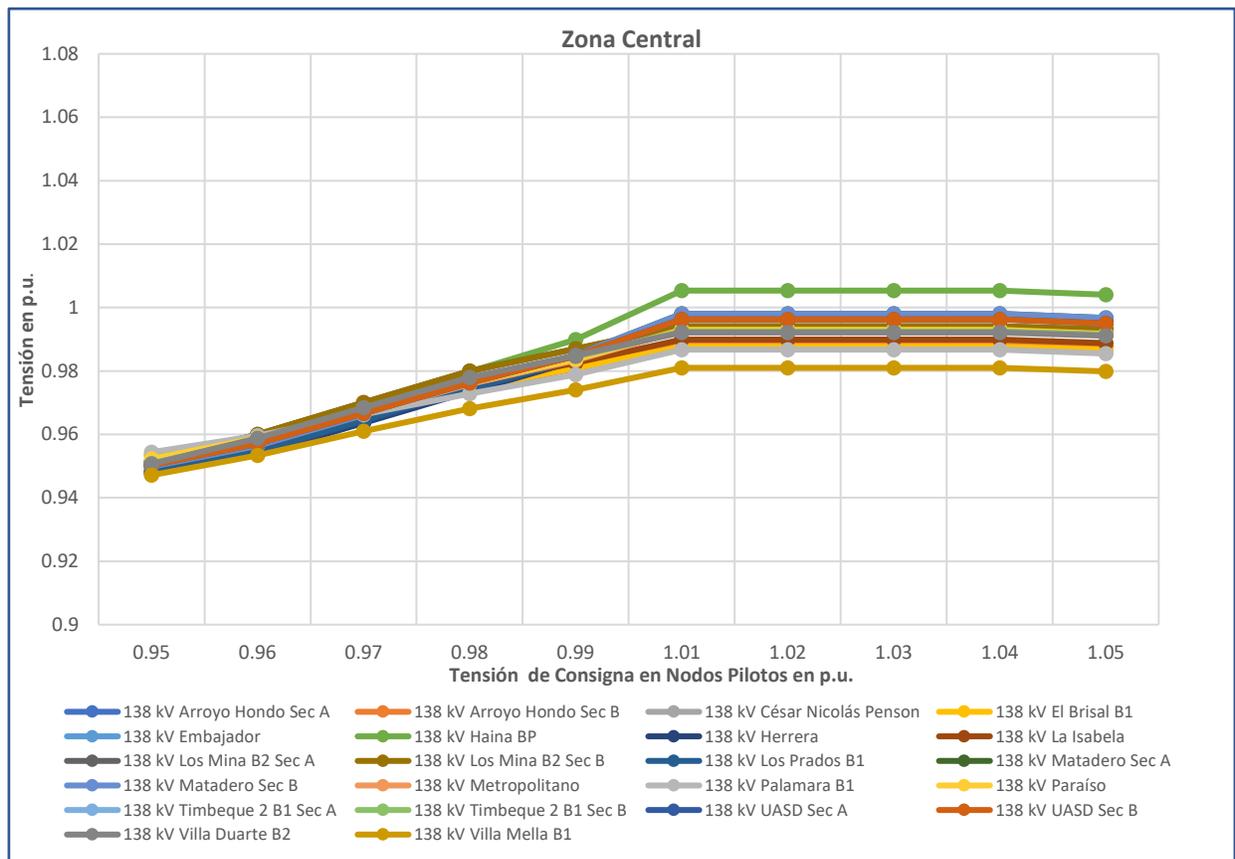
CAPÍTULO IV RESULTADOS

4.1 Etapa sin proyecto

Situación actual

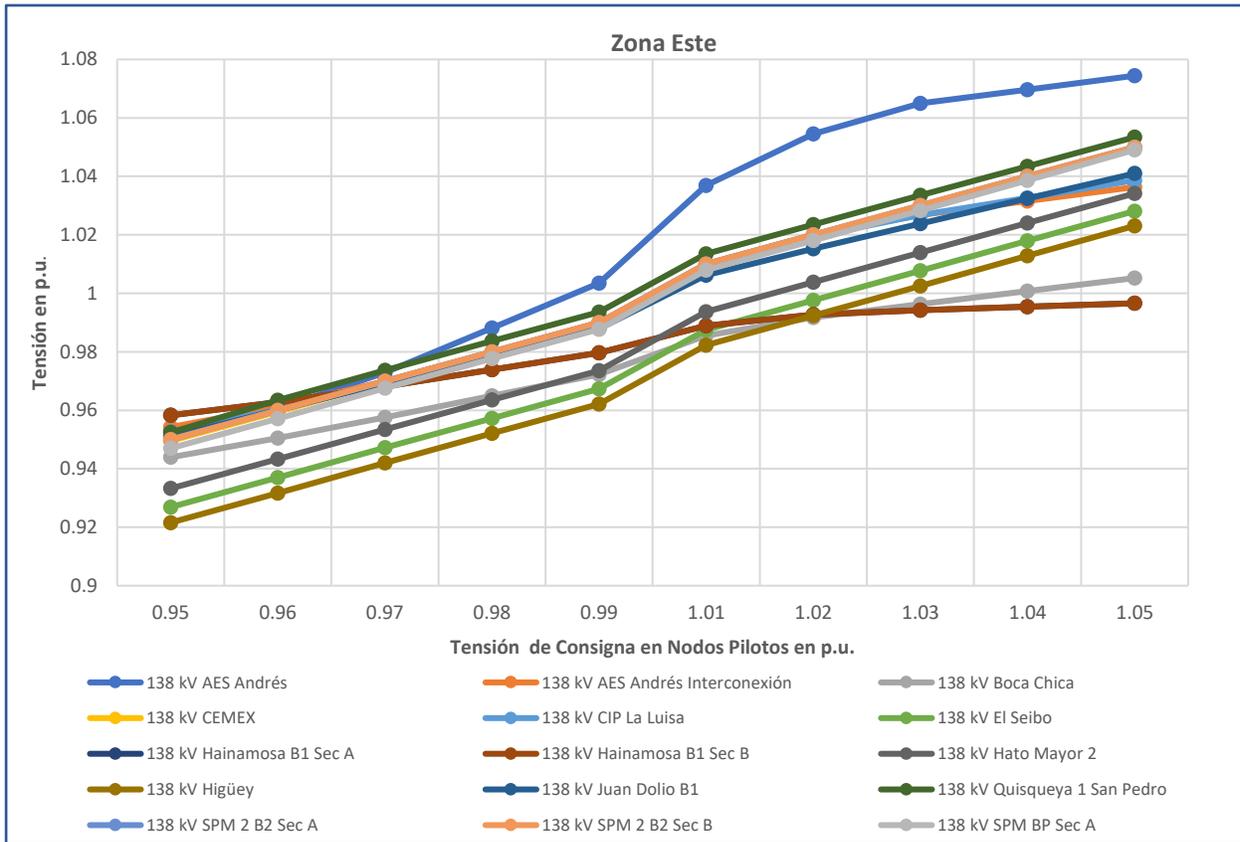
De acuerdo a la metodología planteada en el capítulo anterior, luego de utilizar como insumo referencial el programa diario definitivo (PDD) del OC-SENI, particularmente del día 03 de febrero 2021, tomando en consideración los escenarios de operación en que normalmente ocurre la máxima demanda abastecida, como son los períodos comprendidos entre P18 hasta P21, según como es indicado en el reporte diario del OC-SENI de la misma fecha antes mencionada.

Los resultados se presentan con una serie de gráficas de puntos identificados por zonas, para mostrar la sensibilidad en los nodos o barras de cargas del sistema a nivel de 138 kV, con respecto a los perfiles de tensión expresados p.u, a fin de reflejar la situación actual de dichas barras al momento que ocurre una variación en la tensión de consigna establecidos en los nodos pilotos del SENI.



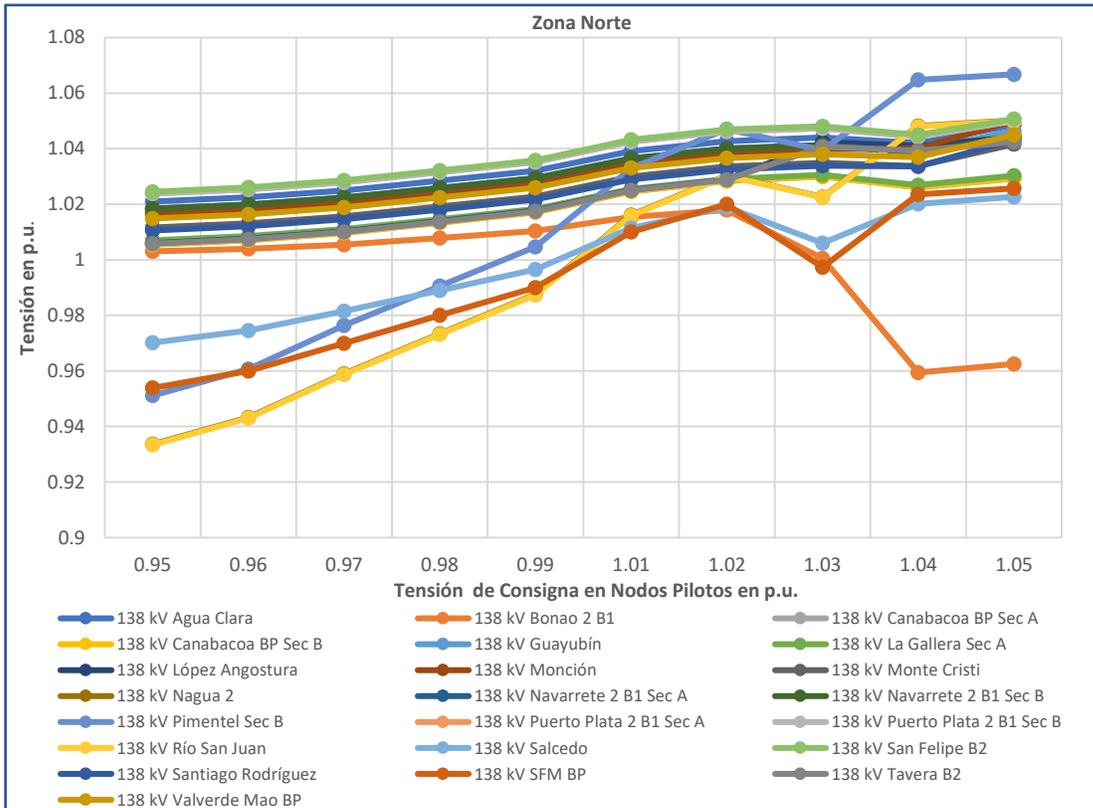
Gráfica 1. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Central

Se indica la gráfica 1 para el período P19, como el caso más desfavorable dentro de los escenarios estudiados, con la condición de las barras pertenecientes a las subestaciones El Brisal, Embajador, Herrera, Los Prados, Matadero y Villa Mella, presentando valores a 0.94 p.u., con respecto a la tensión de operación, lo cual indica que está cercano al nivel mínimo permitido según lo establecido en la RALGE.



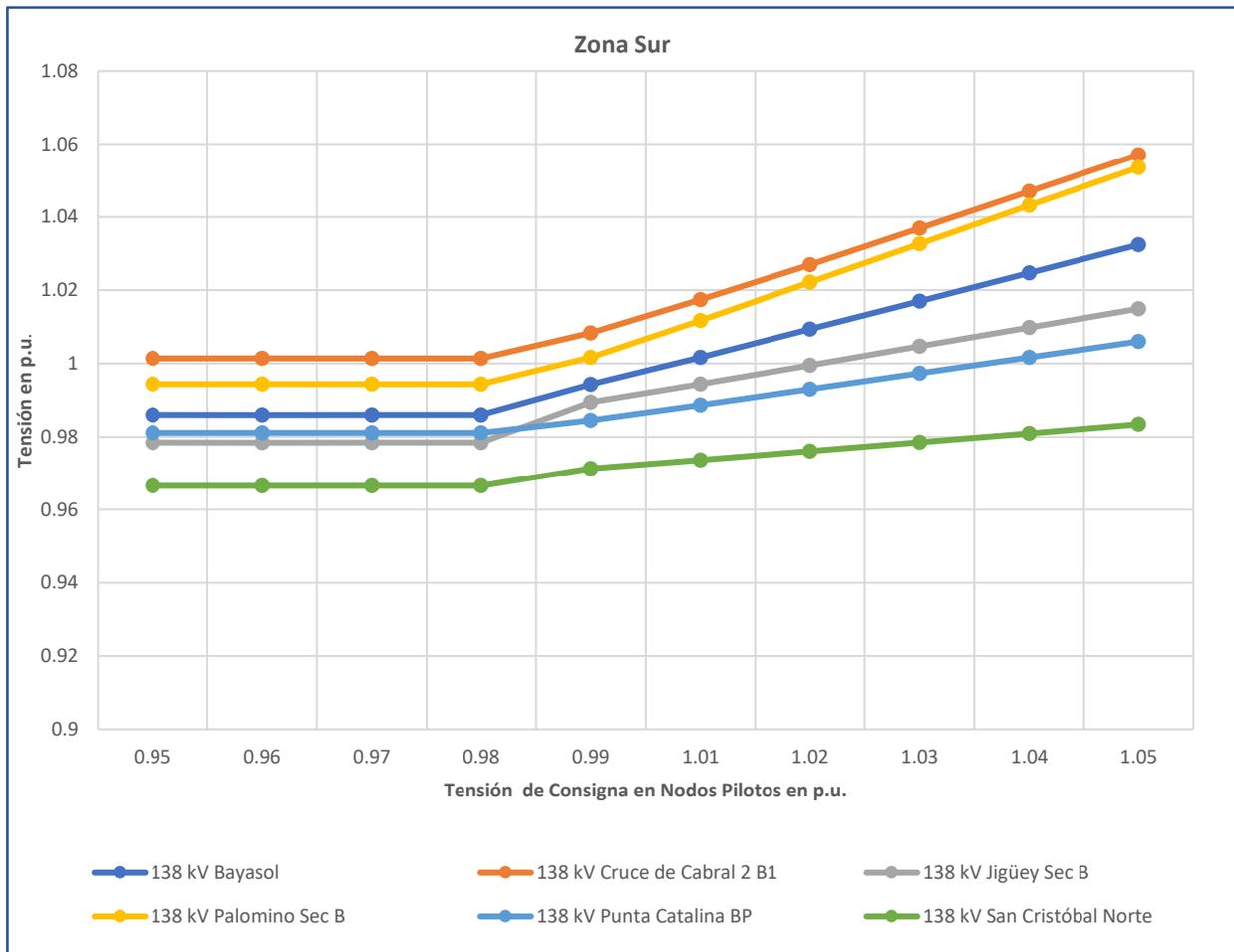
Gráfica 2. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Este

En la gráfica 2 particularmente en el período P21, presentado como el caso más desfavorable con respecto a los escenarios bajo estudio, se muestran valores a 0.92 p.u. la tensión de operación en las barras pertenecientes a las subestaciones Higüey y El Seibo, en cuanto a las barras de cargas de las subestaciones Hato mayor 2 y la Romana su tensión de operación es a 0.93 p.u. con lo cual se evidencia que dichas subestaciones están fuera del rango de operación permitido establecido por la RALGE.



Gráfica 3. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Norte

La gráfica 3 muestra el nivel de comportamiento de la tensión para el escenario de operación P18, como la circunstancia más desfavorable con respecto a los escenarios bajo estudio, el cual muestra a las barras de cargas pertenecientes a las subestaciones Samaná y Sánchez a valor de tensión a 0.92 p.u. En lo que se refiere a las barras Nagua 2 y Río San Juan, sus valores de tensión de operación se encuentran a 0.93 p.u.



Gráfica 4. Tensión p.u. en Barras de Cargas Zona Sur

El caso particular ilustrado en la gráfica 4 presenta, dentro de los escenarios bajo estudio el más desfavorable para el período P18, con el cual se muestra que el valor mínimo de operación de tensión es 0.96 p.u. y pertenece a la barra de carga de la subestación San Cristóbal Norte, indicado que dicho nivel de tensión, se mantiene dentro del límite establecido por la RALGE.

4.2 Etapa con proyecto

En la continuidad del desarrollo de este apartado, se demuestran las zonas y las barras que se derivan de los nodos pilotos, la sensibilidad en lo que respecta a niveles de tensión, justificando la necesidad de la aplicación de compensación de reactivos capacitivos a fin de llevar a un valor deseado de la tensión de operación a 1 o cercano a 1 p.u.

De acuerdo con los resultados obtenidos con el estudio de sensibilidad de flujo de carga asociado a las barras de cargas de las diferentes zonas del SENI, se demostró los puntos que más necesidad tienen con respecto a la inyección de potencia reactiva, con respecto a la intención de incrementar la tensión en los nodos o barras de carga. Estos valores se obtuvieron de un modo práctico a través de las simulaciones realizadas con la herramienta computacional DIgSILENT.

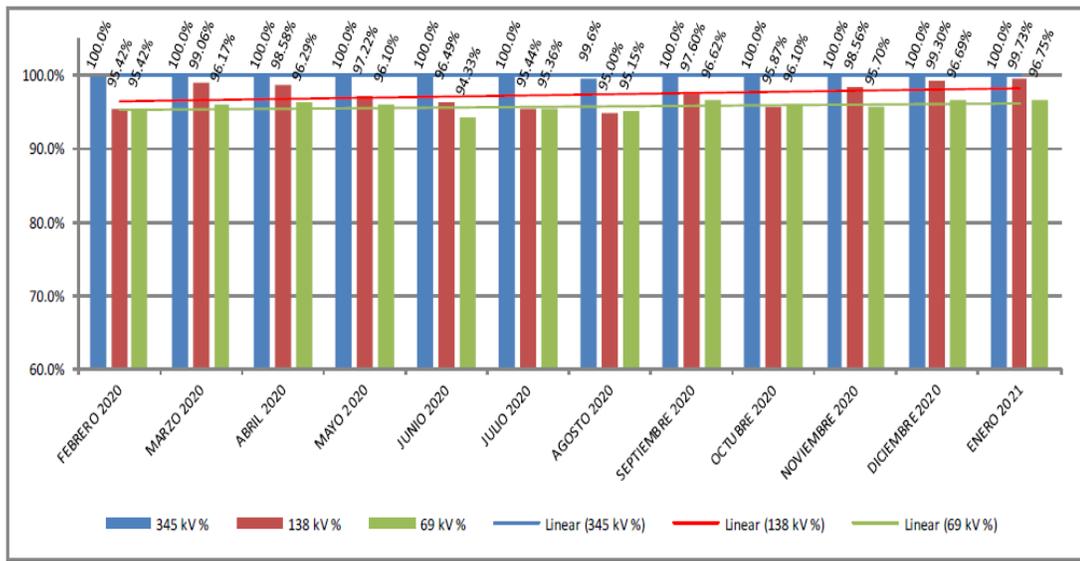
Este método fue calculado para todas las barras de cargas y de generación definidas en el SENI, con el fin de obtener los registros del efecto de las inyecciones de potencia activa y reactiva en dichas barras, ya que esta técnica se manifiesta sobre la magnitud y el ángulo de la tensión que está presente en un punto cualquiera del SEP, igualmente la técnica estuvo acompañada con la previa aplicación de flujo de carga para inicializar el análisis de sensibilidad aunado con la interacción del ajuste de voltaje máximo y mínimo permitido en los nodos pilotos, logrando comprobar que los niveles de sensibilidad expresados en p.u./MVA_r, con valores positivos indica un funcionamiento estable. Alta sensibilidad significa que pequeños cambios en la potencia reactiva provocan grandes cambios en la magnitud del voltaje; por lo tanto, cuanto más estable sea el sistema, menor será la sensibilidad, pero si es a la inversa las sensibilidades de alto voltaje son indicativas de áreas débiles de la red, por lo tanto, esto es útil para la elección de ubicación del SVC.

Según [18] indica soportes de calidad de voltaje para el mes de enero del año en curso, el cual señala que el voltaje en las barras a 345 kV permaneció el 100% del tiempo según lo establecido en la RALGE, mientras que los niveles a 138 kV y 69 kV estuvieron en 99.73% y 96.75% respectivamente, tal como puede observarse en la tabla I.

Tabla I. Calidad de Voltaje en el SENI (18)

CALIDAD DEL VOLTAJE				
PROMEDIO DE DURACIÓN DENTRO DE LOS RANGOS ESTABLECIDOS EN EL ART. 149 RALGE				
Nivel de Voltaje	Promedio Voltaje de Enero	Promedio Anual	Meta RALGE	Indicadores
345 kV	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%
138 kV	99.73%	97.36%	100.0%	-0.27%
69 kV	96.75%	95.89%	100.0%	-3.25%

Dentro del mismo contexto, se consideraron los registros del informe OC-SENI [18], en lo que se refiere a un año móvil con respecto a la calidad del voltaje en el sistema de transmisión a 138 kV, con lo cual fue tomado en cuenta al momento de ejecutar la variación en p.u. de los voltajes para los nodos pilotos establecidos en el SENI, en el instante de la ejecución del análisis de sensibilidad de flujo de carga, así como también al momento de simular la interacción del SVC con el SENI, luego seleccionar el lugar óptimo para su operación.



Gráfica 5. Calidad del Voltaje en el SENI Promedio desde febrero 2020 hasta enero 2021 [18]

En la gráfica 5, se indica los promedios mensuales en porcentaje para un año móvil comprendido entre febrero 2020 hasta enero 2021, en lo que concierne a la calidad del voltaje, a fin de fijar un valor máximo y mínimo referencial en p.u, es decir, 0.9973 y 0.95 respectivamente y el valor promedio anual de 0.9736 p.u, datos que fueron utilizados para el análisis de sensibilidad de flujo y en la operación del SVC con el SENI.

Zona Central

Seguidamente se muestra la tabla II, con los resultados de necesidad de MVAR para cada barra de carga a 138 kV identificado para la zona Central.

Tabla II. Cantidad de MVar Requeridos Zona Central

ZONA	BARRAS DE CARGAS A 138 kV	REQUERIDOS MVar	PERÍODO DE OPERACIÓN (MAYOR REQ.)	VOLTAJE PROM. AJUSTE (P.U.)
CENTRAL	138 kV Arroyo Hondo	272	P18	0.97
	138 kV El Brisal B1	207		
	138 kV Embajador	398		
	138 kV Los Prados B1	330		
	138 kV Metropolitano	402		
	138 kV Paraíso	278		
	138 kV Villa Mella B1	181		

De acuerdo a lo expuesto en la tabla anterior, se presenta un caso en particular, la zona central posee valores de sensibilidad bajos, debido a que esta sección del SENI está compuesto por una variedad de centros de generación cercanas a las barras de cargas, haciendo que dichas barras sean nodos fuertes con respecto a los niveles de tensión al encontrarse en valores a 1 o cercano a 1 p.u, en los diferentes períodos de operación, de esta manera estos puntos se pueden denominar como nodos controlados porque la tensión en esos nodos no varía tanto respecto al valor de tensión de los centros de generación.

Por lo tanto, la cantidad de reactivo indicado para incrementar la tensión por cada MVar que se inyectaría a los nodos o barras de cargas en esta zona en particular, se hace técnicamente no rentable, debido a su tamaño y a la cercanía con respecto a las centrales de generación de la zona.

Zona Este

Posteriormente se muestra la tabla III con los resultados de potencia reactiva requeridos para la zona Este.

Tabla III. Cantidad de MVar Requeridos Zona Este

ZONA	BARRAS DE CARGAS A 138 kV	REQUERIDOS MVar	PERÍODO DE OPERACIÓN (MAYOR REQ.)	VOLTAJE PROM. AJUSTE (P.U.)
ESTE	138 kV Boca Chica	137	P19	0.97
	138 kV CIP La Luisa	262		
	138 kV El Seibo	48		
	138 kV Hainamosa	357		
	138 kV Hato Mayor 2	59		
	138 kV Higüey	57		
	138 kV Juan Dolio B1	164		
	138 kV La Romana	93		

En cuanto a la zona Este, se presenta igualdad al caso de la zona Central, en lo referente a los valores bajos de sensibilidad, producto de la cercanía de centrales de generación, esta condición solo se presenta para las barras de Boca Chica, CIP La Luisa, Hainamosa y Juan Dolio, con el cual se muestran los valores de compensación reactiva altos en las barras anteriormente mencionadas, en el mismo sentido a lo antes expuesto se manifiesta no beneficioso la aplicación de compensación reactiva en estas barras por ser nodos controlados en cuanto al nivel de tensión se refiere.

Por otro lado, en lo que respecta a las barras de Hato Mayor – Seibo - Higüey más La Romana se obtiene valores de potencia reactiva adecuados, debido a que la sensibilidad de flujo es alta, además son subestaciones que no están cerca de centrales de generación, exceptuando a la subestación La Romana que se ubica tan solo a 42 kilómetro de la central Los Orígenes, por lo tanto las subestaciones Higüey y Seibo, fueron consideradas para la ubicación de un SVC, por ser nodos que se ubican en el Este profundo y se consideran instalaciones que están en el extremo de la red de la zona Este del SENI. Por esto se realizó las simulaciones con las dos propuestas anteriormente indicadas, por lo tanto, en la subestación Higüey fue la mejor opción para instalar un SVC de 57 MVar, en función de mejorar los perfiles de

tensión en ese sector. Comercialmente esta capacidad instalada sería de 60 MVar.

A continuación, se muestra la figura 1 con la ubicación de las subestaciones La Romana, Higüey, Hato Mayor y El Seibo, el cual muestra los valores de perfiles de tensión, en caso de ocurra el escenario en el SENI, la presencia del valor de tensión mínimo promedio anual (0.95 p.u.), como caso más desfavorable antes la instalación del SVC en la Subestación Higüey.

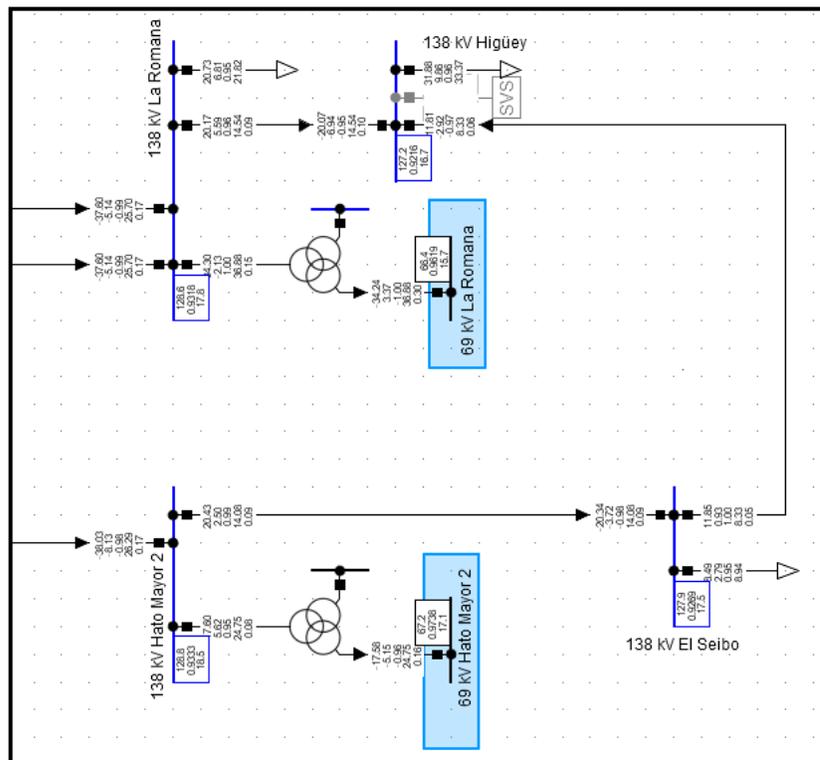


Figura 2. Perfiles de Tensión sin la Instalación del SVC en la Subestación Higüey

Luego de realizar la simulación de la incorporación del SVC en la subestación Higüey, se comprueba la mejoría de los niveles de tensión en las barras a 138 kV de las subestaciones que comprende la zona anteriormente señalada, la cual se muestra a continuación en la figura 2.

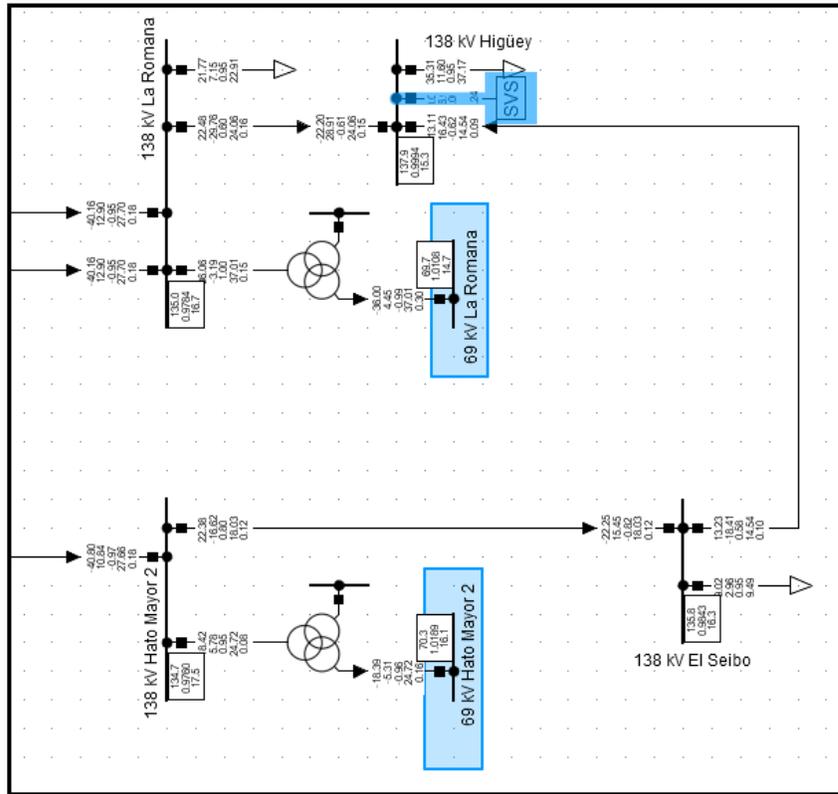


Figura 3. Perfiles de Tensión con la Instalación del SVC en la Subestación Higüey

Seguidamente, se muestra tabla resumen con los resultados en base al planteamiento anterior.

Tabla IV. Valores de Tensión en Barra Mayor con la Instalación del SVC en la Subestación Higüey

NIVEL VOLTAJE EN BARRA SENI (P.U.)	SUBESTACIONES A 138 kV EN (P.U.)			
	LA ROMANA	HIGUEY (CON SVC)	SEIBO	HATO MAYOR
0.95	0.97	0.99	0.98	0.97
0.9736	0.98	1.00	0.98	0.98

Zona Norte

En lo referido a la zona Norte se indica la tabla V con los valores de compensación reactiva necesario para aumenta la tensión en las diferentes barras de la respectiva zona. Concretamente esta área del SENI tiene valores de sensibilidad altos, con lo cual se muestra las cantidades de potencias reactivas requeridas.

Tabla V. Cantidad de MVar Requeridos Zona Norte

ZONA	BARRAS DE CARGAS A 138 kV	REQUERIDOS MVar	PERÍODO DE OPERACIÓN (MAYOR REQ.)	VOLTAJE PROM. AJUSTE (P.U.)
NORTE	138 kV Dajabón	7	P21	0.97
	138 kV Monte Cristi	7		
	138 kV Nagua 2	24		
	138 kV Navarrete 2	9		
	138 kV Río San Juan	11		
	138 kV Samaná	13		
	138 kV Santiago Rodríguez	7		
	138 kV Sánchez	17		
	138 kV Valverde Mao BP	8		
	138 kV ZF Santiago B1	29		

El emplazamiento eléctrico correspondiente a la zona Norte, en la cual se propone la instalación de un dispositivo FACTS fue la subestación Nagua 2, con una capacidad instalada del SVC de 24 MVar que comercialmente sería de 30 MVar, como opción más asertiva, debido a que la misma se ubica en un área estratégica para realizar compensación de reactivos a través del SVC, en las subestaciones Río San Juan, Sánchez y Samaná. Otra razón de carácter técnico a considerar para realizar la elección fue, que las subestaciones Río San Juan y Samaná son sistemas de conexión radial a 138 kV, con lo cual el flujo de potencia tiene un simple camino sin regreso entre la fuente y la carga, de tal manera que la fuente en este caso proviene de la central Pimentel haciendo enlace con Nagua 2, por lo tanto sería beneficioso la compensación

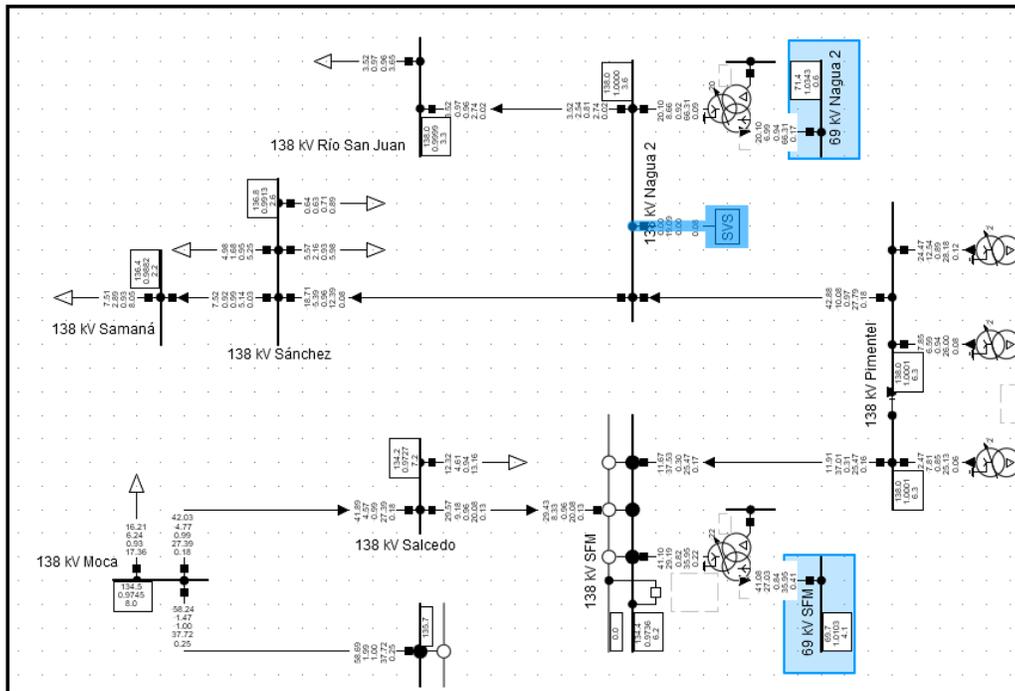


Figura 5. Perfiles de Tensión con la Instalación del SVC en la Subestación Nagua 2

Posteriormente se presenta la tabla resumen con los resultados de perfiles de tensión en base a la incorporación del SVC en la subestación Nagua 2.

Tabla VI. Valores de Tensión en Barra con Instalación de SVC en la Subestación Nagua 2

NIVEL VOLTAJE EN BARRA SENI (P.U.)	SUBESTACIONES A 138 kV EN (P.U.)			
	NAGUA 2 (CON SVC)	SÁNCHEZ	SAMANÁ	RÍO SAN JUAN
0.95	0.97	0.96	0.95	0.97
0.9736	1.00	0.99	0.99	1.00

Zona Sur

Para el caso de la zona Sur, los resultados de requerimiento de potencia reactiva para aumentar los niveles de tensión a 138 kV en dicha zona fueron bajos para algunas barras de carga, tales como Cruce de Cabral 2, Kilómetro 15 de Azua, Pizarrete y San Juan 2, esto se debe a que las mismas son barras pilotos para el SEP de la zona Sur, de tal forma que estos nodos no resultaron favorables para la instalación de un dispositivo FACTS. En lo que si resultó propicio la instalación de un SVC fue en la subestación San Cristóbal Norte, concretamente con un importe de potencia reactiva requerido de 44 MVAR, de acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad de flujo de carga; que comercialmente sería de 50 MVAR. Esta cantidad surge porque en la actualidad la zona Sur es predominantemente exportadora de potencia, precisamente maneja alto flujo hacia la zona Central a través de las líneas a 138 kV San Cristóbal Norte – Palamara y Valdesia – Palamara, con lo cual a través de ese esquema actual no es posible la inyección de más generación en esta zona, siendo una alternativa como parte de solución, la instalación de potencia reactiva con el SVC al sistema eléctrico, en este caso de demanda máxima, a fin de minimizar las fluctuaciones en la tensión e incrementar la capacidad de carga en la línea de transmisión anteriormente comentada.

A continuación, se muestra la figura 5, con el escenario de operación de la subestación San Cristóbal Norte sin la instalación del SVC para un voltaje 0.95 p.u. como valor promedio mínimo anual en caso de que ocurriese ese voltaje de consigna para todo el SENI.

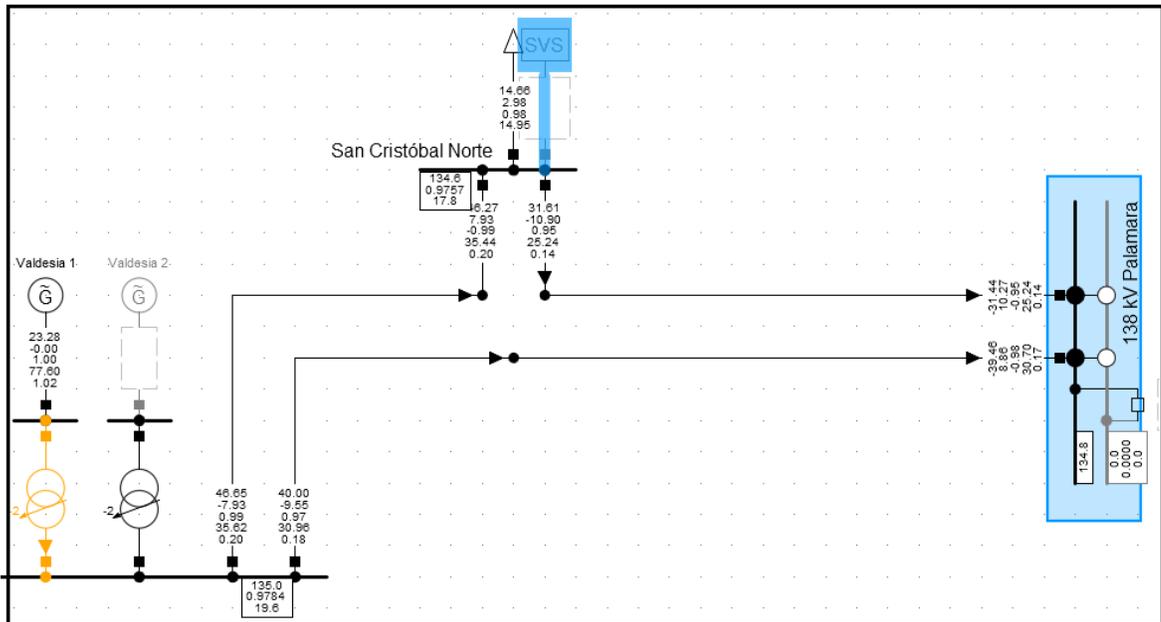


Figura 6. Perfiles de Tensión sin la Instalación del SVC en la Subestación San Cristóbal Norte

Como se puede observar en la imagen anterior, si llegase a ocurrir la condición de operación ante planteada, se evidencia que la central de generación Valdesia 1, presenta indicios de alerta de sobrecarga en el transformador de potencia a un valor de 77.6% sobre su capacidad nominal, además también se verifica cuan deprimidos están los valores de tensión en la sección comprendida entre Valdesia – San Cristóbal Norte – Palamara, a pesar que los mismo se encuentran dentro los límites mínimos de operación. Es válido comentar que, en la actualidad la subestación San Cristóbal Norte es un nodo del SENI en el cual, se entrega energía en su mayoría a diferentes sectores rurales y con extensos recorridos, con lo cual es preciso obtener una consigna de tensión dentro el valor nominal de la tensión a 138 kV, a fin de que el transformador de potencia de la subestación San Cristóbal Norte no realice numerosas operaciones en su cambiador de toma bajo carga, de este modo pueda mantener el nivel de tensión de los circuitos de distribución asociados

dentro de los límites permitidos de operación, esto como otra razón para justificar el planteamiento de la incorporación del SVC en San Cristóbal Norte.

Posteriormente se muestra la figura 6, el escenario de operación con la incorporación del SVC en la subestación San Cristóbal Norte, tomando en cuenta como ajuste de voltaje promedio anual del SENI a 0.9736 p.u.

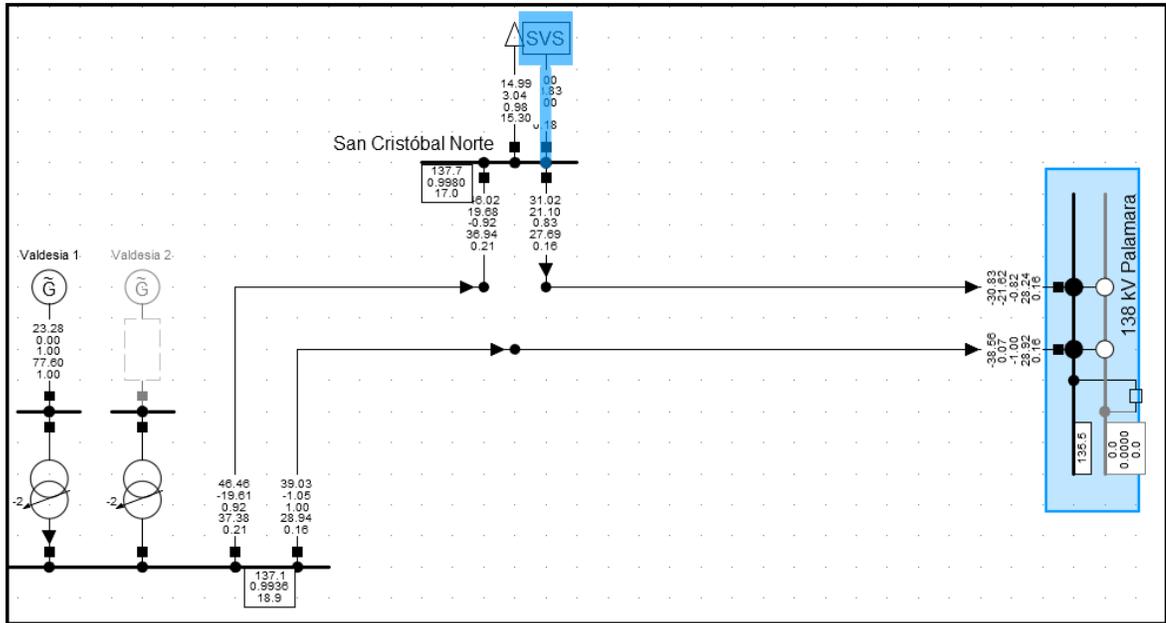


Figura 7. Perfiles de Tensión con la Instalación del SVC en la Subestación San Cristóbal Norte

Con el panorama de la figura 6, se señala los resultados obtenidos de la simulación con el SVC incorporado a la red, se muestra la mejoría con respecto al aumento de los niveles de tensión a 138 kV en la sección indicada, así como también el factor de cargabilidad de la línea San Cristóbal Norte – Palamara, lográndose obtener un aumento de la capacidad de carga de dicha línea de 25.06 a 28.24 MW.

Finalmente se presenta la tabla VII con los resultados de perfiles de tensión en base a la incorporación del SVC en la subestación San Cristóbal Norte.

Tabla VII. Valores de Tensión en Barra con la Instalación del SVC en la Subestación San Cristóbal Norte

NIVEL VOLTAJE EN BARRA SENI (P.U.)	SUBESTACIONES A 138 kV EN (P.U.)		
	VALDESIA	SAN CRISTÓBAL NORTE	PALAMARA
0.95	0.99	1.00	0.98
0.9736	0.99	1.00	0.98

4.3 Demanda a mediano plazo

En este punto, se inició con la exploración de las cargas, subestaciones de transmisión y generación fotovoltaica a 138 kV, previstas a mediano plazo para el SENI, comprendido desde el año 2021 hasta el año 2024. El sondeo fue recolectado con los datos del Plan de Expansión del organismo operador del sistema [17], perteneciente a ETED y a su vez, es la misma que realiza las inversiones en el sistema de transmisión a mediano y largo plazo, encontrando lo siguiente:

Tabla VIII. Demanda Prevista a Mediano Plazo para el SENI

PROYECTO	TIPO	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	CAPACIDAD EFECTIVA (MVA)	ZONA	TENSIÓN DE INTERCONEXIÓN (kV)
SUBESTACIÓN GUERRA 138 kV	SE	2021	450	ESTE	138
SUBESTACIÓN HIGUEY 2	SE	2024	70		
CABRETO SOLAR	FOTOVOLTAICA	2024	50		
PARQUE SOLAR GUERRA	FOTOVOLTAICA	2024	84		
SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN CABARETE	SE	2024	N/A	NORTE	138
SUBESTACIÓN PLAYA DORADA	SE	2024	150		
SUBESTACIÓN LA VEGA 2	SE	2024	140		
SUBESTACIÓN BONAÑO III	SE	2024	250		
AES SOLAR	FOTOVOLTAICA	2024	50	SUR	138
PARQUE SOLAR GIRASOL	FOTOVOLTAICA	2024	150		
PARQUE SOLAR BAYASOL	FOTOVOLTAICA	2024	50		
LT PIZARRETE - JULIO SAURI	LT	2024	N/A		
LT GIRASOL - JULIO SAURI	LT	2024	N/A		
LT PIZARRETE - AES SOLAR	LT	2024	N/A		

Zona Este

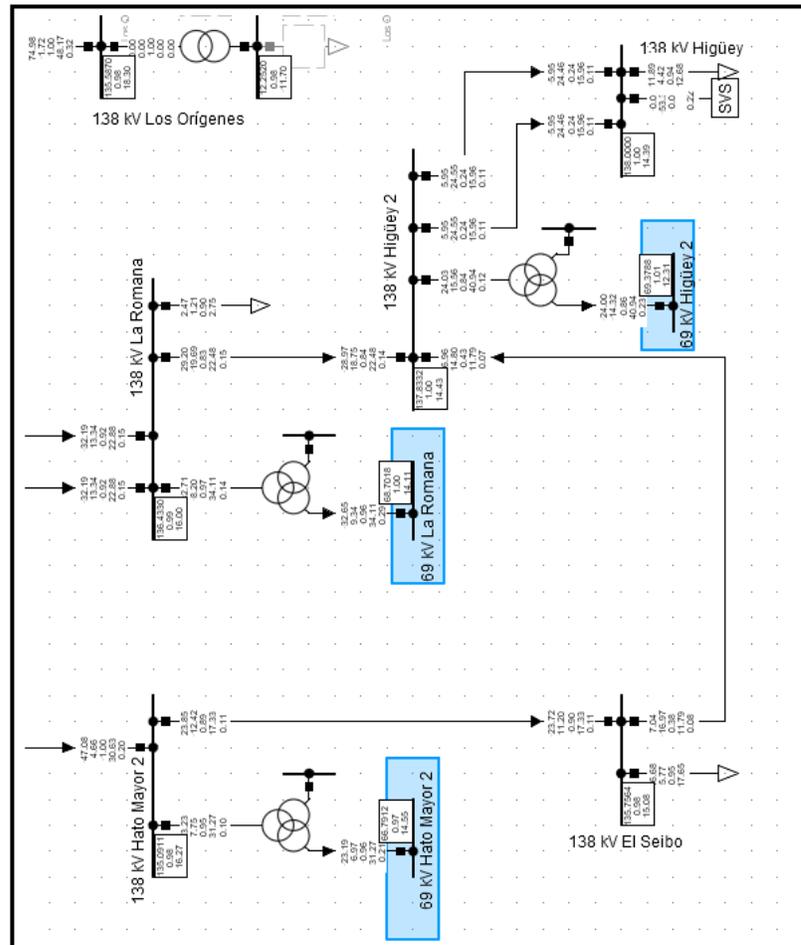


Figura 8. Perfiles de Tensión de la Instalación del SVC en S/E Higüey con Demanda a Mediano Plazo

En primer lugar, se puede destacar que en la figura anterior, se ratifica el análisis hecho para determinar la ubicación del dispositivo FACTS para la zona Este fue el más apto, ya que, al incorporarse la demanda prevista a mediano plazo, como caso relevante es la subestación Higüey 2, que pasa a ser otra barra de carga al SENI y la misma estaría próxima al SVC propuesto, con el cual este equipo trabaja y cumple su función de regular la tensión a fin de mejorar el comportamiento del voltaje en esta zona, específicamente en el Este profundo.

A continuación, se indica una tabla resumen con los valores tensión obtenida en las barras de las subestaciones, incluyendo la interacción con los parques solares planificados para esta zona. Es importante señalar que, en la simulación se consideró el escenario de operación P13 debido a que se está trabajando con valores máximos, donde no se consideran las intermitencias de generación causadas por sombras.

Tabla IX. Valores de Tensión del Uso de SVC con la Demanda a Mediano Plazo de la Zona Este

SUBESTACIONES	NIVEL VOLTAJE EN BARRA SENI (P.U.)	HORARIO P13 CON ERNC (Vp.u.)	HORARIO P19 SIN ERNC (Vp.u.)
LA ROMANA	0.9736	0.98	0.99
HIGUEY (CON SVC)		0.99	1
HIGUEY 2		0.99	1
EL SEIBO		0.97	0.98
HATO MAYOR		0.97	0.98

Zona Norte

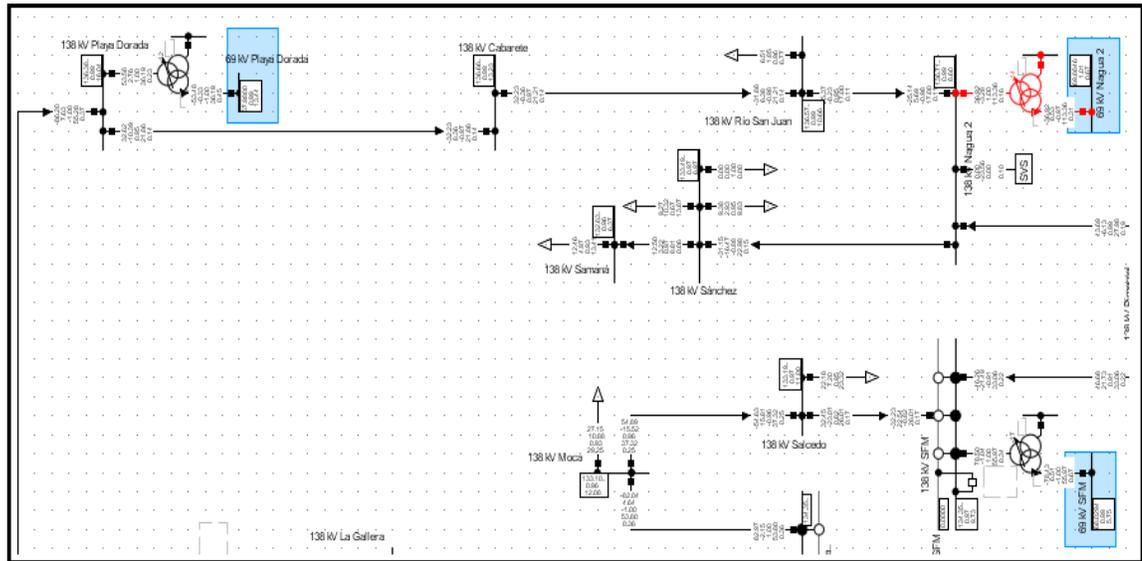


Figura 9. Perfiles de Tensión de la Instalación del SVC en S/E Nagua 2 con Demanda a Mediano Plazo

De igual manera, se presentan los resultados de la tensión en la zona Norte, con la incorporación de la puesta en servicio de la demanda proyectada a mediano plazo para este sector, así mismo con la interacción del SVC. Claramente se evidencia que dicho dispositivo logra compensar los niveles de tensión de la zona señalada en la figura 8.

A pesar que la demanda proyectada para la zona en estudio, fue la adición de una nueva subestación de carga, como es el caso de la subestación Playa Dorada a 138 kV, la cual hace interconexión a una distancia aproximada de 159 kilómetros con respecto a la subestación Nagua 2, donde está ubicado el SVC, el equipo de compensación sigue siendo un opción confiable para mejorar los perfiles de tensión en esta área, sumado a esto se demuestra que el análisis realizado de sensibilidad de flujo carga fue el más idóneo para determinar su capacidad instalada en MVar.

A continuación, se muestra tabla resumen de los resultados de la simulación con la proyección de demanda en SENI.

Tabla X. Valores de Tensión del Uso del SVC con la Demanda a Mediano Plazo Zona Norte

SUBESTACIONES A 138 kV EN (P.U.)						
NIVEL VOLTAJE EN BARRA SENI (P.U.)	NAGUA 2 (CON SVC)	SÁNCHEZ	SAMANÁ	RÍO SAN JUAN	CABARETE	PALYA DORADA
0.9736	0.99	0.97	0.96	0.99	0.99	0.99

Zona Sur

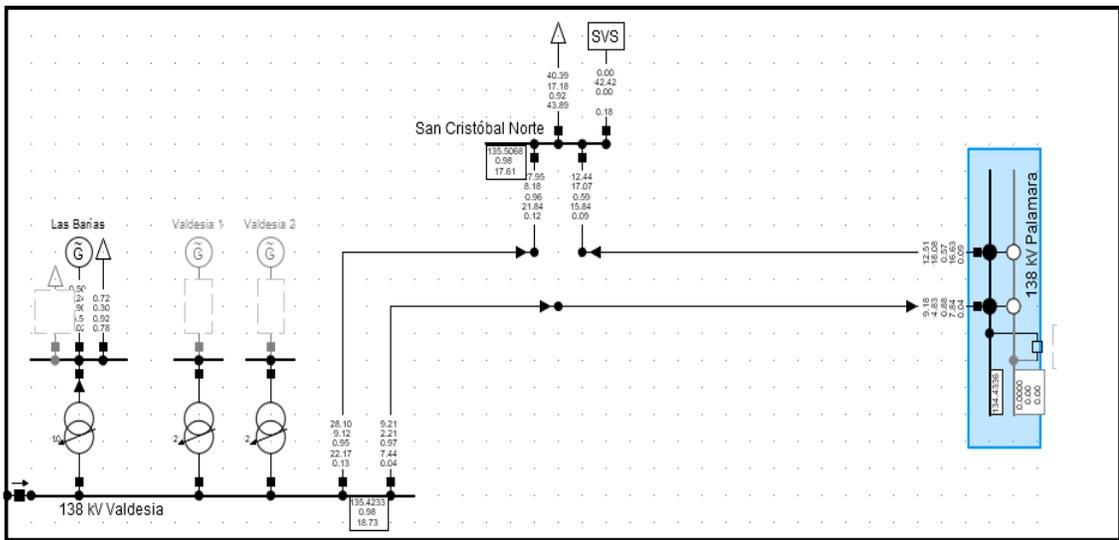


Figura 10. Perfiles de Tensión de la Instalación del SVC en S/E San Cristóbal Norte con Demanda a Mediano Plazo

Al igual que las zonas Este y Norte se demostró que la ubicación y la capacidad instalada del SVC son adecuadas, incluyendo con la operación de la demanda proyectada a mediano plazo para cada zona en estudio, de la misma manera se señaló para la zona Sur, en sentido que la propuesta sea

para mejorar el comportamiento de la tensión desde el nodo San Cristóbal Norte, afirmando que cumple con ese propósito, como se indica en la figura 9.

Es oportuno recordar, que en esta zona en particular se presenta la situación de congestión de la red actual en la frontera del área de interconexión de la zona Sur con el resto del SENI, precisamente con la zona Central desde la línea de transmisión a 138 kV San Cristóbal Norte – Palamara, en ese sentido el Plan de Expansión de la ETED [17], programa la normalización de la línea a 138 kV Pizarrete – Julio Sauri, que hasta el momento está siendo operado a 69 kV para alimentar la carga de la subestación Madre Vieja, con lo cual fue tomado en consideración además de estar comprendido en el plan de demanda a mediano plazo, para este trabajo final, al igual que otros planteamientos que se plasmaron en la simulación acompañada de otras líneas de transmisión y la consideración de nuevos proyectos de tecnología solar fotovoltaica proyectados para el mismo período, como se indica en la tabla VIII, un caso notable fue la línea de transmisión a 138 kV Girasol – Julio Sauri, se estima la posibilidad de inyección al SENI de las demás centrales del área Sur, que se espera se interconecten al SENI en el mediano plazo, esto incrementaría la capacidad de interconexión de futuros proyectos de generación renovable que se pudiesen conectar al área.

En base a lo antes señalado, en la figura 9, se demuestra, con la simulación de los resultados del comportamiento de la cargabilidad de la línea de transmisión San Cristóbal Norte – Palamara, en la cual disminuye ampliamente, al momento de considerar la incorporación de nuevos corredores de energía incluidos en el programa a mediano plazo considerado para la zona Sur, con lo cual permite realizar la interconexión de los proyectos de generación en el área Sur, adicionalmente mejoraría ampliamente las actuaciones en lo referido a los niveles de tensión con la inclusión del SVC en ese nodo de carga.

A continuación, se señala la tabla XI con los resultados de las tensiones en p.u para las barras en que intervienen en esa sección del SENI correspondiente a la zona Sur. Es preciso indicar que, en la simulación se consideró el escenario de operación P13 y se debe a que se está trabajando con valores máximos, donde no se consideran las intermitencias de generación causadas por sombras.

Tabla XI. Valores de Tensión del Uso de SVC con la Demanda a Mediano Plazo de la Zona Sur

SUBESTACIONES	NIVEL VOLTAJE EN BARRA SENI (P.U.)	HORARIO P13 CON ERNC (Vp.u.)	HORARIO P19 SIN ERNC (Vp.u.)
VALDESIA	0.9736	0.99	0.98
SAN CRISTÓBAL NORTE (CON SVC)		0.99	0.98
PALAMARA		0.99	0.98

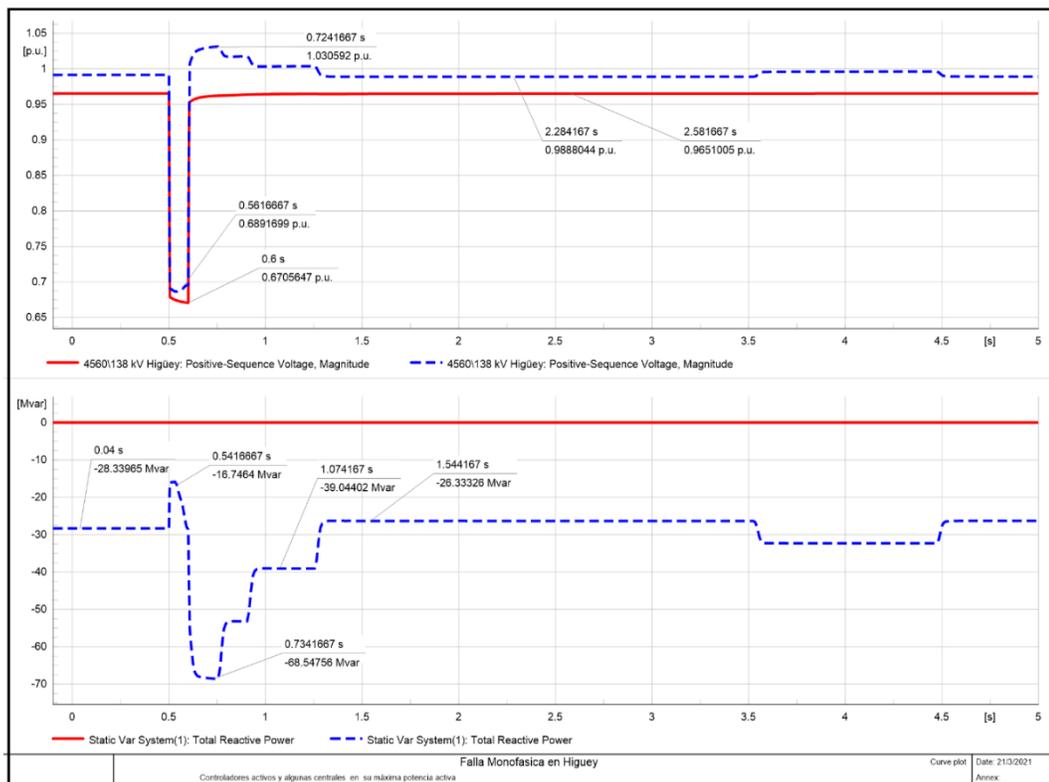
4.4 Capacidad de respuesta ante falla de cortocircuito

El siguiente apartado se basa en el objetivo de la estabilidad de la tensión, con lo cual se consideró como alternativa para evitar el colapso de la tensión por medio del control de potencia reactiva empleado a través del SVC.

Los resultados de este análisis se muestran a través de gráficas indicando que los tiempos asociados a los retardos de la acción de control resultan importantes. Particularmente no se tiene datos existentes para comparar la alternativa propuesta con otros dispositivos, sin embargo, se puede sustentar como importante opción analizada debido a que los SVCs utilizan electrónica de potencia para acciones de control con lo cual lo hacen muy rápido, sin embargo, también hay otros dispositivos de mayor o menor

costo, pero su efectividad es altamente dependiente del tiempo de conexión, que en este trabajo no serán tomados en cuenta.

A continuación, se muestra la gráfica 6, en la cual se indican dos esquemas, el primero con la incorporación del SVC en la subestación Higüey a 138 kV, identificado con el color azul y el segundo sin la incorporación del dispositivo FACTS identificado con el color rojo, a modo comparativo para observar el comportamiento dinámico de la tensión en ambos casos, considerando también una falla de cortocircuito de tipo monofásico suponiendo que ocurra en la propia subestación. Es válido puntualizar que, dichas gráficas se expresan en función de la tensión en régimen permanente en p.u. vs el tiempo de operación y la siguiente en base a la potencia reactiva inyectada al sistema en régimen permanente vs el tiempo de operación.

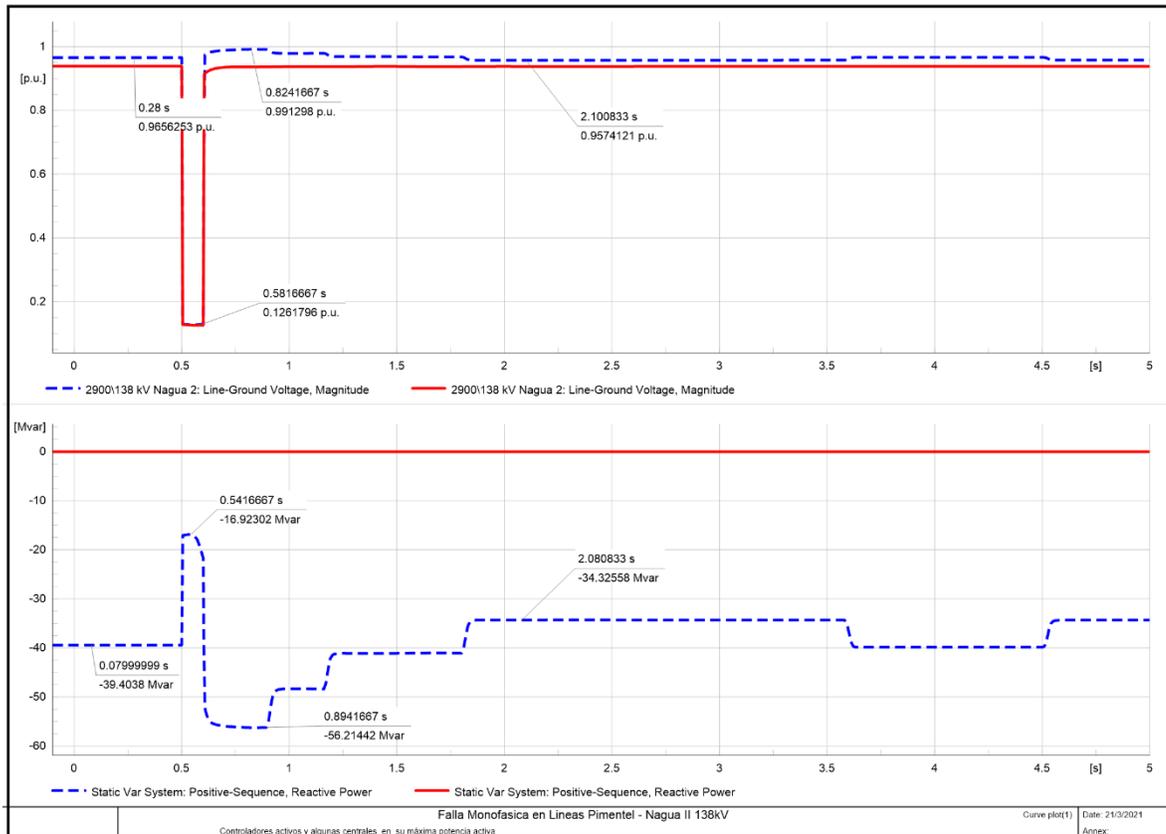


Gráfica 6. Control de Tensión del SVC en Presencia de Falla de Cortocircuito S/E Higüey

Las gráficas se muestran con el fin de analizar la respuesta del comportamiento de la tensión obtenido mediante la simulación de una falla monofásica en la subestación con un tiempo de duración de 100 ms, donde la primera señala el tiempo que tarda en dar respuesta ante la presencia de cortocircuito, detectando la caída de tensión resultante en el sistema a 138 kV producto de la falla, el SVC modifica su impedancia para restaurar rápidamente la tensión, de modo que, el caso de interés es con la aplicación del SVC, con la cual se evidencia que actúa más rápido (0.56 s) en comparación con la condición de no tener instalado el dispositivo en la subestación (0.6 s). Igualmente al momento que ocurre el despeje de la falla, frecuentemente se produce sobretensiones como resultado de la acción de inyección de reactivos al sistema en el instante de la falla, con lo cual el SVC contrarresta esta sobretensión transitoria, como se puede apreciar en la parte superior de la gráfica donde se indica que la tensión del sistema alcanza hasta 1.03 p.u, destacándose que dicho valor no sobrepasa el límite máximo permitido de operación de la tensión. Debido a la actuación del SVC durante y después de la avería, los cambios de la tensión prácticamente imperceptibles en el punto de carga.

En cuanto la segunda gráfica se muestra como interviene la acción de la inyección de potencia reactiva para estabilizar la tensión al momento de la perturbación y que, a través del transcurso del tiempo, el control de potencia reactiva del SVC va disminuyendo los bloques de demanda de reactivo a medida que el nivel de la tensión se estabiliza.

A continuación, se muestra la gráfica 7.



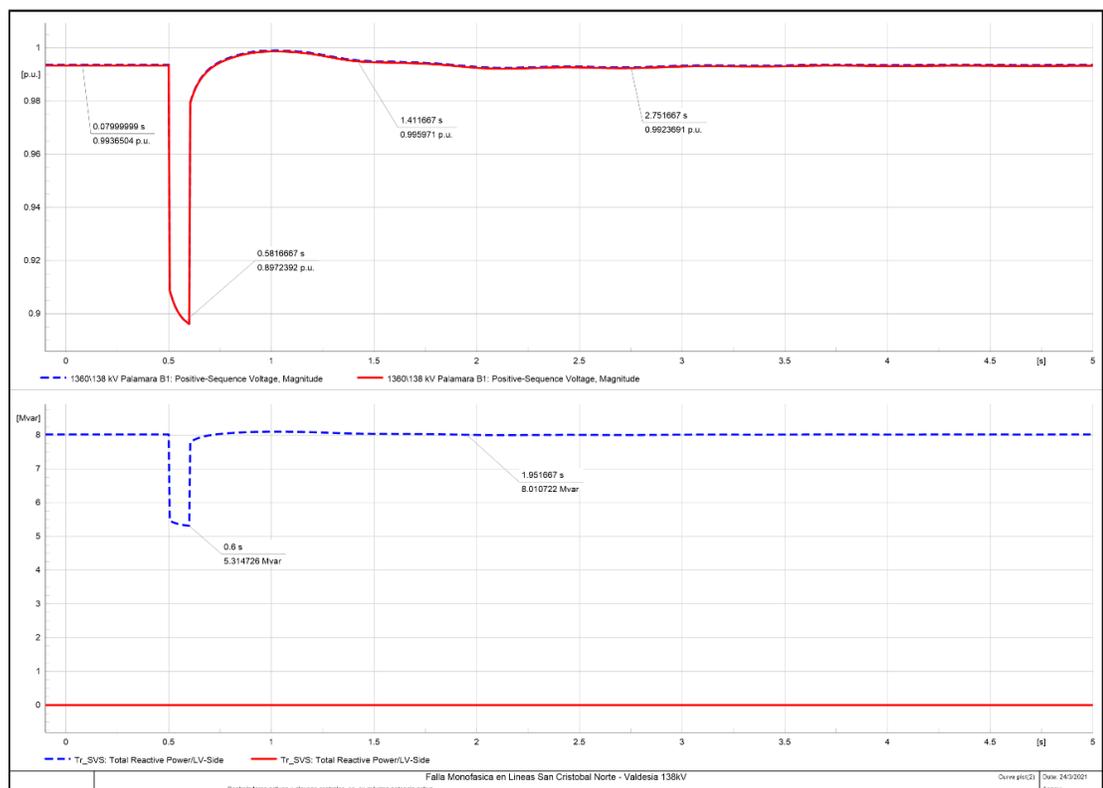
Gráfica 7. Control de Tensión del SVC en Presencia de Falla de Cortocircuito S/E Nagua 2

En lo referido a la subestación Nagua 2 a 138 kV, se realizó el mismo planteamiento hecho en la subestación Higüey a diferencia que la falla de cortocircuito fue reflejada al 50% de su longitud absoluta en la línea de transmisión a 138 kV Pimentel – Nagua 2, así mismo se pudo apreciar en comparación a la anterior gráfica que ambas condiciones actúan al mismo tiempo cuando detectan la caída de tensión resultante en la línea anteriormente mencionada, es decir, 0.58 s, en cuanto a la operación de contrarrestar la sobretensión transitoria en este caso no fue elevada, debido a que precisamente en esta subestación al momento de la perturbación en la línea de transmisión, no requirió gran cantidad de aporte de reactivo, por lo cual el valor de la tensión en ese instante se ubicó 0.99 p.u., resultando que

dicho valor de tensión está dentro del límite máximo permitido de operación en el período que el SVC se encontraba en el proceso de recuperación de la tensión.

Posteriormente, en la siguiente gráfica se evidencia el mismo comportamiento de control de potencia reactiva, en comparación con la subestación Higüey, pero más prolongado en cuanto a inyección de reactivo, en el instante del desenlace de la falla de cortocircuito monofásico en la línea de transmisión Pimentel – Nagua 2.

A continuación, se muestra la gráfica 8.



Gráfica 8. Control de Tensión del SVC en Presencia de Falla de Cortocircuito S/E San Cristóbal Norte

En cuanto al SVC de la subestación San Cristóbal Norte, también se realizó una simulación de falla de cortocircuito monofásico en la línea San

Cristóbal Norte – Valdesia a 138 kV, específicamente al 50 % de su longitud total, con lo cual se aprecia la actuación del SVC en el instante de la falla, igualmente se pudo evidenciar en comparación a la anterior gráfica de la subestación Nagua 2, que ambas condiciones actúan al mismo tiempo cuando detectan la caída de tensión resultante en la línea San Cristóbal Norte – Valdesia, precisamente a 0.58 s. Con relación a la operación de contrarrestar la sobretensión transitoria se muestra que, no hubo tal sobretensión al momento de la restauración por inyección de reactivo, ya que se ubicó a 0.99 p.u.

Referente a la cantidad de reactivos inyectados en el instante de la falla, se puede observar en la gráfica inferior que no hubo tanto aporte de reactivo, ya que en ese período los niveles de tensión se encontraban cercano a 1p.u.

CAPÍTULO V DISCUSIÓN

El presente capítulo, se enfoca en desarrollar la temática de análisis, comparación e interpretación de los aspectos más importantes planteados en este trabajo final, con respecto a las bases teóricas establecidas, los documentos que sustentan la aplicación de los criterios técnicos y los métodos que fueron idealmente planteados para el desarrollo de esta investigación, para lograr los resultados obtenidos enmarcados en el cumplimiento de los objetivos planteados.

Se da inicio al planteamiento, con la importancia de aplicación del flujo de carga en AC en cada uno de los nodos del sistema, mediante el método de Newton-Raphson, como uno de los pasos previos y útil para dimensionar, así como también para ubicar un SVC, fue realizado de forma práctica con la ayuda de la herramienta computacional DIgSILENT, con lo cual se logró, a través del método anteriormente mencionado determinar el comportamiento de las barras de carga y barras colectoras, en lo que concierne a los perfiles de tensión, igualmente identificar los lugares que incurrir en las fallas de operación del sistema en base a los límites permitidos. De modo que, en lo planteado en [16] se pudo comprobar y cumplir con el objetivo de encontrar el número mínimo de SVC para un SEP.

En cuanto a los resultados obtenidos por la aplicación del método de sensibilidad de flujo de carga al SENI, fueron acertados y útiles para verificar cuan susceptibles son los nodos de cargas y ramales adyacentes del sistema, en el instante de la inyección de una cantidad de potencia reactiva a la red. No solo se logró verificar lo indicado, sino también, conocer los puntos críticos en el SENI, como por ejemplo, en caso de estar afectado por alto flujo de energía o al momento de cambios de voltaje en las barras, de manera que, lo proyectado en [5] sirvió de sustento en cuanto al uso de la herramienta DIgSILENT, igualmente fue pauta para afirmar que con la ejecución del cálculo

de sensibilidad flujo de carga y la sensibilidad de voltaje en los nodos del sistema fue posible equiparar las zonas del SENI fuertes y débiles de la red, en semejanza con lo planteado por el autor en su escrito.

Otro aspecto importante, con lo cual se fortaleció lo expuesto en el planteamiento anterior, fue la determinación de la planificación a mediano plazo prevista para el SENI, la cual se enfocó en la integración de futuras cargas, a fin de verificar si la capacidad instalada para un SVC, producto del cálculo de sensibilidad de flujo de carga, soportaría la integración de la demanda a mediano plazo en su régimen de operación normal, resultando efectiva operacionalmente dicha capacidad instalada, demostrado en las simulaciones realizadas.

Igualmente, con lo que plantea [15], el autor se fundamenta en la planificación para la localización óptima de dispositivos FACTS en los sistemas de transmisión, sin embargo, el mismo es planteado de forma que la planificación no es definida, sino a través de una metodología específica llamada Algoritmo Genético. Por otro lado, con respecto a la presente investigación, si se utilizó un criterio de planificación definida con la integración de futuras cargas, con lo cual se permitió alcanzar resultados factibles, en cuanto a la capacidad instalada de potencia reactiva en los SVCs.

Es importante destacar que la tendencia en República Dominicana, con respecto al aumento de la demanda eléctrica nacional, se fundamenta en el crecimiento socio-económico del país, proyectando la adición de futuras cargas y centrales de generación de tipo fotovoltaica, ocasionando un comportamiento más dinámico que en la actualidad, generándose una disminución de los niveles de tensión y los flujos de potencia reactiva a lo largo del sistema, requiriendo la necesidad de que el sistema compense los huecos de tensión, en las diferentes áreas del SENI, de allí la oportunidad de la implementación de los SVCs.

Con respecto a las ventajas de implementar los dispositivos FACTS-SVCs para el SENI, representa gran ayuda para atenuar las posibles fallas operativas en el sistema, donde las aplicaciones de dichos dispositivos en las barras del sistema eléctrico de potencia son varias, proporcionando estabilidad, modificando el flujo de potencia en el sistema de potencia, con el fin de aprovechar al máximo la capacidad de las líneas de transmisión. En tal sentido, las ubicaciones de los dispositivos FACTS-SVCs en un SEP, son determinantes como elementos de compensación de potencia reactiva, ya que tienen un costo considerable, por lo que es necesario ubicarlos de forma inteligente, con el fin de hacer que la inversión sea óptima.

CONCLUSIONES

Al realizar la presente investigación y desarrollo de propuesta de implementación de compensador estático de var (SVC), para el sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) de República Dominicana, se concluye destacando la importancia y relevancia del tema, dando respuesta a la problemática planteada y los objetivos propuestos, destacando los siguientes hallazgos y conclusiones.

Dando respuesta al objetivo de determinar la cantidad requerida de potencia reactiva para la instalación de un SVC, en base a la condición de la demanda a mediano plazo del SENI, se especifica que:

- Para la zona Noreste en la subestación Nagua 2 a 138 kV, se requiere 24 MVar de potencia reactiva para la instalación de un SVC.
- En la zona Sur cercano del SENI, precisamente la subestación San Cristóbal Norte a 138 kV, demanda 44 MVar de potencia reactiva.
- En la zona del Este profundo, particularmente en la subestación Higüey a 138 kV, se necesita 57 MVar.
- En la zona Central no se requiere, debido a que hay una variedad de centros de generación cercanas a las barras de cargas, haciendo que dichas barras sean nodos fuertes con respecto a los niveles de tensión al encontrarse en valores cercano a 1 p.u, para los diferentes períodos de operación, de esta manera estos puntos se pueden denominar como nodos controlados ya que la tensión en dichos nodos no varía tanto respecto al valor de tensión de los centros de generación.

Con respecto al objetivo propuesto de identificar la ubicación óptima del SVC para el SENI, de acuerdo a criterios técnicos, se utilizaron los siguientes:

- La aplicación del método de análisis de sensibilidad de flujo de carga con la herramienta DIgSILENT Power Factory, utilizado para identificar las áreas fuertes y débiles de la red de un SEP.
- La utilización del criterio de búsqueda de centros de cargas importantes utilizados como puntos de transferencia de alto flujo de potencia para entregar la máxima generación de un centro hacia otros centros o zonas.
- La ubicación de subestaciones críticas en áreas generalmente alejadas de la red.

El objetivo de demostrar la capacidad de respuesta del SVC ante la regulación de la tensión en presencia de fallas de cortocircuitos en el SENI con la demanda a mediano plazo, se expone lo siguiente:

La simulación de cortocircuito desarrollada fue una falla de tipo monofásica considerando que la misma tarda en despejarse 100 ms (6 ciclos), el cual se realizó para analizar la respuesta del SVC, logrando demostrar que la compensación de potencia reactiva tiene un efecto positivo en el problema de estabilidad de la tensión, sin embargo, los tiempos asociados a los retardos de la acción de control de inyección de reactivos, es una variable que influye fuertemente en la rapidez de respuesta dinámica del SVC, lo cual está influenciado en el tiempo de conexión, por lo tanto, el mismo se considera que está permanentemente conectados a la red con electrónica de potencia, haciendo que sea robusto frente a situaciones más críticas, en lo que se refiere a posibles retardos en el instante de conexión a la red y en los despejes de falla más lentos, donde se verificó que los dispositivos FACTS-SVC son la mejor alternativa, por ser capaces de mantener la estabilidad de la tensión después de la perturbación y por ser lo suficientemente rápido para evitar colapso de tensión.

RECOMENDACIONES

- De acuerdo con la evaluación hecha a los perfiles de tensión para el SENI, se recomienda priorizar estudios similares para su implementación, considerando el escenario de no concretarse los proyectos planteados en el plan de expansión de la red de transmisión y subestaciones, justificando aún más la incorporación de dispositivos FACTS-SVC.
- En vista de que, en la actualidad se presenta un aumento de la capacidad instalada de generación en el zona Sur, específicamente de parques solares fotovoltaicos, lo que ocasiona el desplazamiento de centrales de generación convencional, con lo cual genera inestabilidad en el sistema al momento que ocurre la variación del escalón de la demanda particularmente entre las horas 18 y 19, provocando fluctuaciones en la tensión, por tanto, la aplicación de entrega de potencia reactiva a través del SVC sería una opción confiable para contrarrestar estas irregularidades en el sistema de transmisión a fin de prestar un apoyo continuo al suministro de la tensión en la red.
- Debido a la creciente demanda prevista en el SENI a mediano plazo, se recomienda
la incorporación de dispositivos FACTS-SVC a la red de transmisión como alternativa de control de potencia reactiva, a fin de enfrentar los problemas de estabilidad de tensión, así como también en el instante que ocurran fallas de cortocircuito de tipo monofásico, resultando la opción más efectiva en la respuesta dinámica para evitar un colapso de tensión.

REFERENCIAS (FUENTES DE INFORMACIÓN)

- [1] Congreso Nacional, Rep. Dominicana. 2001. Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación. Santo Domingo de Guzmán, Dist. Nac. 314 pp.
- [2] A. I. Fajardo. 2015. Análisis Técnico de la Ubicación de un Compensador Estático de Reactivo (SVC) en el Sistema Electroenergético Nacional. Tesis, Univ. Marta Abreu de las Villas, 92 pp.
- [3] L. E. C. Mercado. 2010. Modelado del Compensador Estático de Vars de CUT para Análisis de Transitorios Electromagnéticos. Tesis M.I.E. Instituto Politécnico Nacional, México D.F., 138 pp.
- [4] M. I. Izzeddine. 2001. Tesis Ph.D. Modelado y Regulación de los Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva en los Flujos de Cargas con Armónicos. Univ. Politécnica de Madrid, 170 pp.
- [5] Nur Sabrina M. Noorpi, Ke Meng, Xuejun Li, Zhao Yang Dong, Weicong Kong. 2018. Formación Zonal Para Múltiples Microrredes Usando Análisis de sensibilidad de flujo de Carga Escuela de Ingeniería Eléctrica y Telecomunicaciones, Universidad de Nueva Gales del Sur, Sydney, Australia. 363 pp.
- [6] Ch. A. D. Duarte. 2009. Tesis Modelación de un Compensador Estático para el Control de Generación Distribuida con Energías Renovables. Univ. de Chile, 106 pp.
- [7] A. I. Alegría M. 2007. Tesis Evaluación Técnico Económica del Uso de Compensadores Estáticos de Reactivos en Transmisión. Univ. de Chile, 119 pp.
- [8] R. Grünbaum y M. Noroozian. 1999. FACTS, Poderosos Sistemas para una Transmisión Flexible de la Energía, ABB Review, 31 pp.

- [9] H. A. Peña. M. 2005. Tesis Estudio de un Compensador Estático de Reactivos (SVC). Univ. Católica de Valparaíso, 99 pp.
- [10] J. Duncan Glover y M. S. Sarma. 2004. Sistema de Potencia, Análisis y Diseño. Editora Thomson. 3ra Edición, 648 pp.
- [11] William H. Hayt, Jack E. Kemmerly y Steven M. Durbin. 2007. Análisis de Circuitos en Ingeniería. Editora Mc Graw Hill. 7ma Edición, 843 pp.
- [12] DlgSILENT GmbH. 2019. DlgSILENT Power Factory versión 2019, User Manual. Publishing DlgSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Straße 9, Gomaringen, Germany, 1253 pp.
- [13] Rivera Ch, Mariam C. y Bermúdez R. Omar E, 2012, Estudio y Modelación de Dispositivos Facts para el Control de Tensión y Potencia Reactiva en el Sistema Eléctrico Nacional. Volumen 16, N° 63, Venezuela, 113 pp.
- [14] Rolf Grünbaum, Mikael Halonen y Göran Strömberg, 2008, Estudio SVC para Conexión Directa a Red de 69 Kv, 7 pp.
- [15] J. H. Vivas, N. A. Estezo, R. D. Temes. 2004, Localización Óptima de Facts Serie en Sistemas de Transmisión Considerando el Flujo de Potencia Activa, Universidad Simón Bolívar, Venezuela, 6 pp.
- [16] J. Ramírez, D. Carrión, I. Esteban. 2017. Compensación Reactiva en Redes Eléctricas de Transmisión Basado en Programación No Lineal Considerando Ubicación Óptima de SVC, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador, 9 pp.
- [17] H. Fernández, O. Casilla, Z. Morillo, P. Betancourt, R. Pimentel. 2020. Plan de Expansión del Sistema Eléctrico 2021 – 2035, Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), Rep. Dominicana, 362 pp.

[18] A. Cuevas, M. Medina, E. de León. 2021. Informe Mensual de Operación Real Preliminar enero 2021. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), Rep. Dominicana, 38 pp.

[19] R. de Castro y H. Díaz, “Estabilidad de Tensión en el Corto Plazo: Fenómeno, Análisis y Acciones de Control”, Revista Facultad de Ingeniería, U.T.A. Chile, Vol. 10, pp. 11-21, ago. 2002.

[20] E. Torres Pineda, “Modelo y Control de un Compensador Estático de Var Instalado en Parques Eólicos”, trabajo de fin de grado, Univ. de Costa Rica, 2015.

[21] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, 2021. [En línea]. Disponible en <https://www.oc.do> [Accedido: 15-mar-2021]